2

Produksjon av elektrisitet

– Vannkraft
– Vindkraft
– Gasskraft
– Annen elektrisitetsproduksjon
– Skatter og avgifter i kraftsektoren
– Kraftforsyningens plass i norsk økonomi

Elektrisitetsproduksjonen var nesten 138 TWh i 2005, og har ikke vært høyere siden rekordåret 2000. Dette skyldes uvanlig mye nedbør. Kraftproduksjonen i et normalår i Norge er beregnet til vel 121 TWh inkludert vind-, vann- og varmekraft. Vannkraft utgjør om lag 99 prosent av produksjonen.

2.1 Vannkraft

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

Et vassdrag er et sammenhengende system av elver fra utspring til hav, inklusive eventuelle innsjøer, snø- og isbreer. Det er om lag 4 000 vassdrag i Norge. I noen fylker er nesten alle større vassdrag utnyttet. Sju av Norges ti høyeste fosser er utbygd. Tre av dem er varig vernet mot kraftutbygging, jf. 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.

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. Mange vassdrag på Østlandet, i Trøndelag og i 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. Bevegelsesenergien i vannet overføres via drivakselen til en generator som omdanner denne til elektrisk energi.

Lavtrykkskraftverk utnytter ofte en stor vannmengde med liten fallhøyde, typisk som i et elvekraftverk. Vannføringen kan vanskelig reguleres, og vannet blir brukt stort sett når det kommer. Kraftproduksjonen vil derfor øke betydelig i flomperioder ved snøsmelting 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 har den største lavtrykksturbinen i Norge.

Tabell 2.1 Norges høyeste fosser (høyde 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

Høytrykkskraftverk er som regel anlegg som utnytter store fallhøyder og mindre vannmengder enn elvekraftverk. Mange slike kraftverk lagrer vann i magasiner, og kalles også magasinkraftverk. Magasineringen gjør at det kan holdes tilbake vann i flomperioder og slippes vann i tørkeperioder, typisk om vinteren. Ved magasinering kan en større andel av avrenningen benyttes i kraftproduksjon. Disse kraftverkene har vanligvis større effektinstallasjon og kortere brukstid enn elvekraftverkene. Høytrykkskraftverk er ofte bygget inn i fjellet. De 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.

Kraftverk med installert effekt opp til 10 MW betegnes som små vannkraftverk og deles gjerne inn i følgende underkategorier:

- mikrokraftverk (installert effekt under 0,1 MW)
- minikraftverk (installert effekt fra 0,1 MW til 1 MW)
- småkraftverk (installert effekt fra 1 MW til 10 MW)

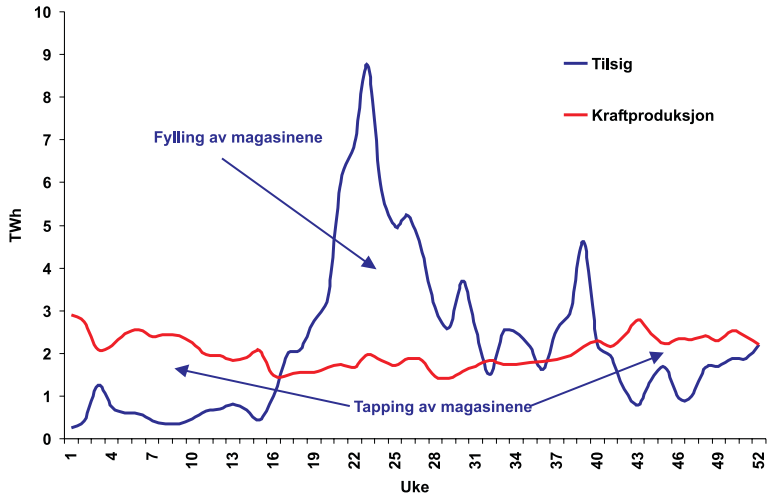
Små vannkraftverk etableres ofte i mindre bekker og elver uten reguleringsmagasiner. Kraftverkenes produksjon vil da variere med tilsiget av vann.

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 kraftproduksjon.

Nedbøren varierer over landet, gjennom 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



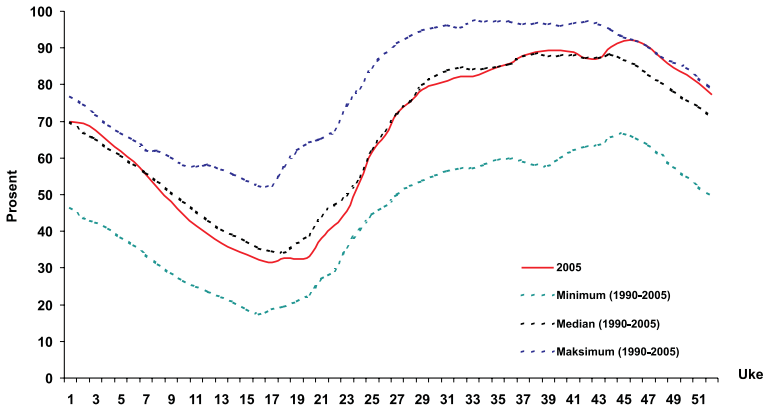
Figur 2.1 Tilsig av vann og elproduksjon over året
Kilde: Nord Pool

vinteren setter inn. I vintermånedene er tilsiget vanligvis svært lavt. Tilsiget gjennom året vil 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, men 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 tilsiget i 1995 var svært høyt. I 1996 var igjen tilsiget vesentlig under det som er normalt. Tilsiget var relativt høyt i årene 1996-2000, spesielt i 2000 var tilsiget til vannkraftverkene høyt. Tilsiget i både 2002 og 2003 var noe under det som er normalt. I 2002 var det imidlertid meget stor forskjell i fordelingen over året. Fra januar til juli 2002 var tilsiget til sammen 89 TWh, eller 12 TWh mer enn normalt. Høsten 2002 var derimot uvanlig tørr med svært lave tilsig. Fra august til desember var tilsiget til sammen bare 22 TWh, eller 19 TWh lavere enn normalt. I 2005 ble tilsiget svært høyt. Samlet nyttbart tilsig var på om lag 140 TWh. Dette er 22 TWh mer enn gjennomsnittet for perioden 1970-1999. Variasjonene i den faktiske produksjonen fra år til år det siste tiåret kan først og fremst forklares ut fra variasjoner i tilsiget fordi produksjonskapasiteten har økt svært lite.

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 en del fra år til år fordi utetemperaturen varierer og påvirker oppvarmingsbehovet



Figur 2.2 Magasinfylling 2005
Kilde: NVE

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 reguleringstillatelse (manøvreringsreglement) der det er tatt hensyn til blant annet topografiske og miljømessige forhold.

Lagring av vann om sommeren for bruk om vinteren når kraftbehovet er størst, kalles sesongregulering.

Tørrårs- eller flerårsreguleringer er mulig ved hjelp av store reguleringsmagasiner som kan lagre vann i nedbørsrike år for bruk i nedbørsfattige år. Døgn- og ukesreguleringer kalles korttidsreguleringer.

Magasinkapasitet er den kraftmengden som kan produseres ved å tømme et fullt magasin. Som regel er det fastsatt en øvre og nedre grense for hvor mye et magasin kan reguleres. Siden 1980 og fram til i dag har magasinkapasiteten økt med vel 29 TWh. Ved inngangen til 2006 var magasinkapasiteten 84,3 TWh, som tilsvarer om lag 2/3 av ett års forbruk. Magasinfyllingen angir hvor mye vann, eller potensiell energi, det er i magasinet til enhver tid. Figur 2.2 viser magasinutviklingen over året i 2005 og minimum, median og maksimum magasinfylling for perioden 1990–2005, uttrykt i prosent av total magasinkapasitet.

Normalt tappes magasinene om

Kraft- og effektbalanse

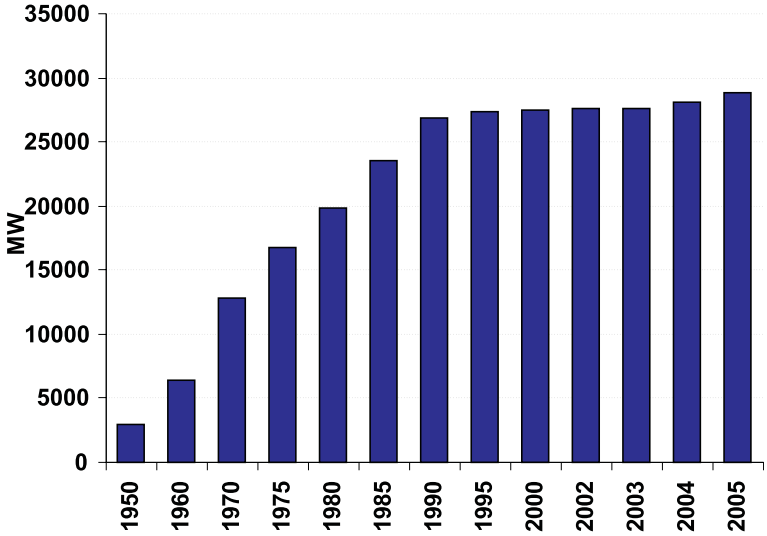
I et kraftmarked må det alltid være balanse mellom kraften som sendes inn på kraftnettet – krafttilgangen – og kraften som blir tatt ut – forbruket.

Kraftbalansen innenlands er definert som forholdet mellom produksjon og samlet forbruk av kraft over et år. I vurderinger av kraftbalansen ser en ofte på forholdet mellom forbruket og normalårsproduksjonen – produksjonen i et år med normal nedbør.

I år med høyt tilsig til vannkraftverkene i Norge, vil en ofte ha større innenlandsk produksjon av kraft enn bruk. I år med lavt tilsig, vil situasjonen være motsatt. Overføringsforbindelsene med utlandet bidrar til at forbruket blir mindre påvirket av svingningene i den innenlandske produksjonen.

Effektbalansen gir forholdet mellom tilgang og bruk av kraft på et tidspunkt. Utviklingen i kraft- og effektbalansen henger sammen. En gradvis strammere kraftbalanse som følge av liten tilgang på ny produksjonskapasitet, øker også faren for å komme i kortvarige pressede situasjoner.

I løpet av de siste årene er det stadig satt nye rekorder i strømuttaket uten at produksjons- og overføringskapasiteten har økt i særlig grad. Dette betyr at effektbalansen har blitt strammere. Siste rekord ble satt om morgenen den 5. februar 2001. Forbruket var oppe i 23 054 MW mellom klokka 9 og 10.



Figur 2.3 Installert effektkapasitet
Kilde: NVE og SSB

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.

Tabell 2.2 De 10 største kraftverkene i Norge per 1. januar 2006

Kraftstasjon	Fylke	Maks kapasitet MW	Midlere årsproduksjon GWh/år
Kvilldal	Rogaland	1 240	3 517
Tonstad	Vest-Agder	960	4 169
Aurland I	Sogn og Fjordane	675	2 407
Saurdal*	Rogaland	640	1 291
Sy-Sima	Hordaland	620	2 075
Rana	Nordland	500	2 123
Lang-Sima	Hordaland	500	1 329
Tokke	Telemark	430	2 221
Tyin	Sogn og Fjordane	374	1 398
Svartisen	Nordland	350	1 996

** Pumpekraftstasjon*

Kilde: NVE

2.1.3 Kraftproduksjon

Installert effekt i vannkraftverkene er i dag om lag 28 300 MW, og fordeler seg på 620 kraftverk over 1 MW. I tillegg kommer 255 MW fra varmekraftverk[2] og 280 MW fra vindkraftverk. Den installerte effekten og det forventede årlige tilsiget i et år med normal nedbør, er grunnlaget for å beregne vannkraftverkenes midlere produksjonsevne. En 30-årsperiode er standard lengde på normalperioder for meteorologiske og hydrologiske data. Produksjonen i et normalår fra det norske kraftsystemet, inkludert vann-, vind- og varmekraft, er i dag beregnet til vel 121 TWh.

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. Fra begynnelsen av 1990-tallet har tilveksten av ny produksjonskapasitet gjennomgående vært lav. Kapasiteten økte med om lag 800 MW fra 1993 til 2005. Økningen i produksjonskapasitet på 1990-tallet kom i betydelig grad fra opprustning og utvidelse av gamle kraftverk som førte til bedre utnyttelse av eksisterende kraftverk. Også de siste årene har store deler av kapasitetsøkningen kommet gjennom opprustning og utvidelser av vannkraftanlegg, men vi ser nå også at nye vindkraftanlegg står for en stadig større andel. Utviklingen i installert effektkapasitet vises i figur 2.3.

Til sammen utgjør de 10 største kraftverkene om lag en firedel 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 2006.

Kvilldal kraftverk i Rogaland er det største i landet, og 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 2006 fremgår av tabell 2.3.

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 til øst og fra nord til sør.

Kraftflyten mellom landsdelene påvirkes også av utvekslingen med Danmark, Sverige og Finland. Norge har i dag en overføringskapasitet til våre naboland på om lag 4 000 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 i 1996 og i 1997 var produksjonen under midlere produksjonsnivå. Vannkraftproduksjonen var gjennomgående relativt høy i perioden 1998-2001. Nedbør over normalnivået i flere år på rad bidro til stor kraftproduksjon i disse årene. I 2000 ble det satt ny produksjonsrekord med en produksjon på 143 TWh. Produksjonen i 2005 var på nesten 137 TWh. Figur 2.4 viser utviklingen i midlere års produksjonsevne og den faktiske vannkraftproduksjonen i det norske kraftsystemet i årene fra 1980 til 2005.

2.1.4 Vannkraftpotensialet

Det som omtales som vannkraftpotensialet, er energien i de norske vassdragene som teknisk og økonomisk kan bygges ut til kraftformål. Det norske vannkraftpotensialet er beregnet til

[2] Varmekraftverk er en samlebetegnelse for kraftverk som produserer elektrisitet fra fossile brensler, biobrensler eller kjernekraft.

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 maskinytelse 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.

205 TWh/år per 1. januar 2006. Tilsigsperioden 1970–1999 er lagt til grunn. Figur 2.5 viser vannkraftpotensialet per 1. januar 2006.

Av det totale vannkraftpotensialet ligger om lag 44,2 TWh/år i vernede vassdrag. Dette potensialet er derfor ikke tilgjengelig for utbygging. Det gjenstår per i dag et potensial på om lag 41,3 TWh/år som ikke er vernet mot kraftutbygging.

Utbygd midlere årlig produksjonsevne var per 1. januar 2006 119,7 TWh. I tillegg var det prosjekter under bygging på 1,3 TWh og konsesjon var gitt for utbygging av ytterligere 1 TWh.

De fleste større prosjekter 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. Det vises til nærmere omtale under kapittel 4.2.1.

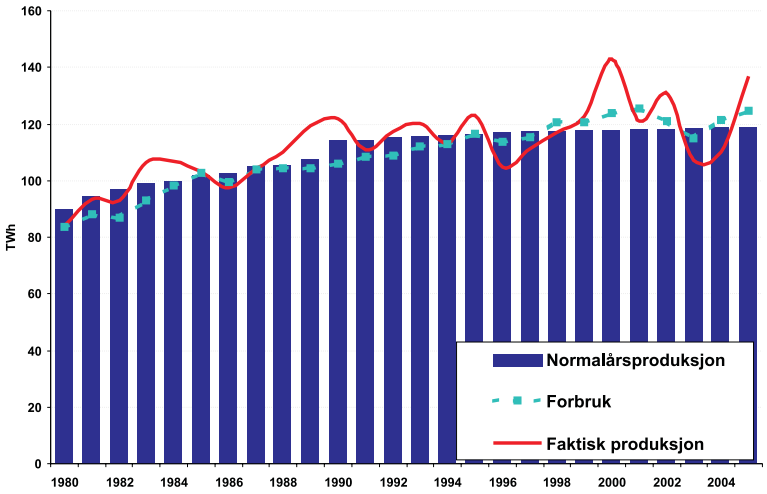
Opprusting av vannkraftverk innebærer at man moderniserer eksisterende kraftverk for å utnytte mer av den potensielle energien i vannet. I tillegg kan man redusere driftsutgiftene og øke driftssikkerheten. For eksempel kan falltapet reduseres ved å utvide

Tabell 2.3 Vannkraftstasjoner i drift per 1. januar 2006 etter størrelse og samlet installasjon *)

MW	Antall	Samlet ytelse, MW	Midlere årsproduksjon, GWh/år
0 – 0,1	164	6	29
0,1 – 1	192	91	375
1 - 10	293	1 035	4 850
10 - 100	250	9 256	41 419
100 -	77	17 977	73 455

**) Kraftverk under 1 MW basert på SKMs kartlegging fra 2000 med oppdatering i 2005. Det pågår fremdeles arbeid med kvalitetssikring.*

Kilde: NVE



Figur 2.4 Vannkraftproduksjon og midlere års produksjonsevne
Kilde: NVE

vannveiene og gjøre tverrsnittet i tunnelene større. Nyere teknologi for turbiner og generatorer vil også bidra til å øke utnyttelsesgraden.

Utvidelser er større tiltak. Eksempler på dette kan være å overføre vann fra andre nedbørsfelt, å utvide eksisterende eller etablere nye reguleringsmagasiner og å øke fallhøyden og maskininstallasjonene for å få mer disponibel effekt. Opprustning kombinert med utvidelse gir gjerne større energigevinst og bedre lønnsomhet enn ren opprustning.

Hovedtyngden av opprustnings- og utvidelsesprosjektene ligger 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.

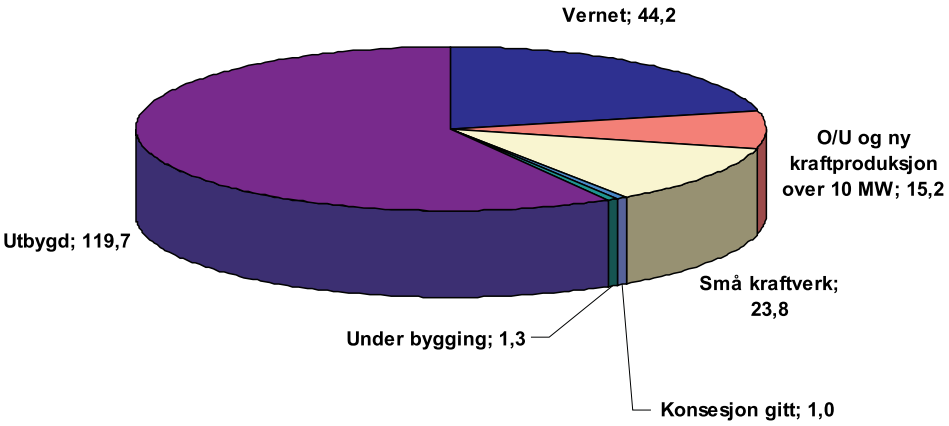
Kraftutbyggerne tar selv initiativ til nye utbyggingsprosjekter og bærer den økonomiske risikoen ved prosjektet. Den økonomiske risikoen kan være særlig stor ved vannkraftutbygging fordi prosjektene er svært kapitalintensive. Det er også usikkerhet om kraftpriser i framtiden, og kostnadene ved å bygge ut ulike vannkraftprosjekter varierer sterkt.

2.1.5 Små vannkraftverk

Små vannkraftverk omfatter kraftverk med installert effekt opp til 10 MW og kan deles inn i følgende undergrupper: mikrokraftverk (installert effekt opp til 0,1 MW), minikraftverk (installert effekt opp til 1 MW) og småkraftverk (installert effekt opp til 10 MW).

Tradisjonelle små vannkraftverk innebærer ingen reguleringer og behandles derfor bare etter vannressursloven. Mikro- og minikraftverkene kan medføre så små virkninger at de ikke engang utløser konsesjonsplikt. NVE er nå delegert kompetanse til å gi konsesjoner til utbygginger opp til 10 MW installert effekt, dersom tiltaket bare behandles etter vannressursloven. Kraftverk med installert effekt opp til 10 MW er videre unntatt fra behandling i Samlet plan for vassdrag. Ved Stortingets behandling av St.prp. nr. 75 (2003-2004) om supplering av Verneplan for vassdrag, ble det åpnet for å kunne konsesjonsbehandle mikro- og minikraftverk i vernede vassdrag.

NVE har foretatt en landsomfattende ressurskartlegging av små vannkraftverk og funnet at potensialet er på om lag 25 TWh. Det understrekes at dette



Figur 2.5 Vannkraftpotensialet per 1. januar 2006. TWh/år.
Kilde: NVE

er et teoretisk potensial hvor det ikke er tatt hensyn til miljøvirkninger og andre forhold som reduserer utbyggingsmulighetene. I 2005 ble det gitt konsesjoner til 34 små vannkraftverk med en samlet produksjon på om lag 490 GWh per år. I tillegg ble det fattet vedtak om konsesjonsfritak for om lag 70 mindre kraftverk med en samlet produksjon på ca. 200 GWh.

Olje- og energidepartementet har utarbeidet en strategi for økt etablering av små vannkraftverk som ligger på departementets hjemmesider.

2.1.6 Miljøvirkninger av vannkraftutbygging

Omdanning av vannkraft til elektrisitet er en ren form for energiproduksjon. I Norge utgjør vannkraft om lag 99 prosent av total elektrisitetsproduksjon. Utbygging av vassdrag medfører inngrep i naturen, både gjennom direkte bruk av arealer, oppsplitting av arealer og ved regulering av vann. Anleggsveier, masseuttak, steintipper og lignende, kommer ofte i tilknytning til selve produksjonsanlegget. Anleggsveier kan åpne for økt ferdsel og endret arealbruk i området.

Inngrepene kan forringe opplevelsen av landskapet. Samtidig betraktes flere av de eldre kraftanleggene som viktige kultur- og industrihistoriske minnesmerker.

Aktivitetene knyttet til kraftutbygging og -produksjon kan påvirke dyr og planter rundt vassdragene på ulike måter. Et særtrekk ved vannkraften er at produksjonen og dermed vannføringen kan endres raskt. Endringer i vannføringen kan påvirke fiskebestander og andre ferskvannsorganismer.

Miljøulempene, både i form av landskapsestetikk og biologisk mangfold, er hovedårsaken til at mange vassdrag er vernet mot kraftutbygging, jf. kapittel 4.2.1.

En søknad om konsesjon for kraftutbygging i vassdrag gjennomgår en omfattende behandling. 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, eller krav om minstevannsføring dersom reguleringen påfører skade

for fiske eller øvrig flora eller fauna i og rundt vassdraget. For en nærmere beskrivelse av det konsesjonsrettslige rammeverket henvises det til kapittel 4.

Konsesjon til utbygging i vassdrag vernet i Verneplan for vassdrag kan kun gis dersom hensynet til verneverdiene tilsier det. Der verneverdien er knyttet til vassdragets urørthet vil det normalt ikke gis tillatelse til utbygging. Generelt er det kun meget skånsomme utbygginger med begrenset vannuttak som tillates.

2.1.7 Norsk vannkraftkompetanse

Norge er verdens sjette største vannkraftprodusent og den største i Europa. Den norske vannkraftindustrien har lange tradisjoner. Norge har opparbeidet kompetanse som dekker alle sider ved et vannkraftprosjekt; fra planlegging og prosjektering til levering og installasjon av vannkraftteknisk utstyr. I tillegg har myndighetene gjennom snart 100 år utviklet ekspertise i å regulere og forvalte vannkraftressursene.

Selskapene innenfor leverandørindustrien, utenom entreprenørvirksomhet (bygg og anlegg), har en samlet årlig omsetning på om lag 8 milliarder kroner. Det er ca. 3500 ansatte som jobber i disse selskapene.

Norge har allerede bygd ut en stor del av det tilgjengelige vannkraftpotensialet. Norsk industri har derfor i økende grad konkurrert om oppdrag i utlandet. I tillegg til turbiner og elektromekaniske produkter omfatter leveransene konsulenttjenester innen planlegging, prosjektering og andre ingeniørtjenester. Det er i tillegg økende etterspørsel etter norsk kompetanse innenfor systemdrift og tilrettelegging for et kraftmarked.

2.2 Vindkraft

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, gir og kontrollsystem. Vinden setter turbinbladene i bevegelse, på samme måte som en flyvinge i bevegelse gir ”løft” til et fly. Energi overføres fra turbinen via drivakselen til en generator inne i maskinhuset. Generatoren omdanner bevegelsesenergien til elektrisk energi som overføres videre via transformator ut på nettet.

Et moderne vindkraftverk produserer elektrisk energi når vindhastigheten i navhøyde er i området 4 til 25 m/s (lett bris til full storm). Ved vindstyrke over 25 m/s bremses bladene, og ved svært høye vindhastigheter låses de. Effekten i vinden som blåser gjennom en flate er proporsjonal med vindhastigheten i tredje potens. Energiproduksjonen er derfor svært avhengig av vindforholdene. En vindturbin kan i praksis utnytte opp til 40 prosent av bevegelsesenergien i vinden som passerer rotorbladene. Maksimal teoretisk utnyttelse av vindenergien er om lag 60 prosent. Vindkraft er en varierende energikilde og kan ikke reguleres slik som vannkraft. Den må nødvendigvis produseres når det blåser og av den grunn kan den derfor bare dekke en viss del av kraftforsyningen.

I Norge regner man med at antall brukstimer for en vindturbin bør kunne ligge i overkant av 3 000 timer på godt egnede steder. Gjennomsnittlig vindhastighet over året er mange steder over 8 m/s i 10 meters høyde over bakken. I aktuell arbeidshøyde for vindturbiner er vindhastigheten typisk 10-20 prosent høyere, avhengig av den

lokale topografien. Se tekstboks i kapittel 2.1.3 for en nærmere forklaring av brukstid.

Det var ved utgangen av 2005 installert ca. 280 MW vindkraft i Norge, fordelt på 138 turbiner. Dette utgjør en produksjonskapasitet på om lag 0,85 TWh, tilsvarende elektrisitetsforbruket til om lag 40 000 husstander. NVE har i tillegg gitt konsesjon til ytterligere 10 prosjekter med en samlet installasjon på ca. 840 MW. Hvis alle disse prosjektene blir realisert, vil total produksjonskapasitet være i overkant av 3 TWh/år. Det ble i løpet av 2005 produsert om lag 507 GWh vindkraft i Norge. Det er nær en dobling av produksjonen fra året før.

I Europa satses det betydelig på vindkraft og annen fornybar energi for å redusere utslipp fra elproduksjon fra ikke-fornybare energikilder. Vindkraftindustrien har hatt en betydelig vekst. Globalt har installert effekt økt fra 2.500 MW i 1992 til over 40.000 i 2004, noe som tilsvarer en årlig vekst på ca. 30 %. Over 75 % av denne kapasiteten er installert i Europa.

Teknologiutvikling og industrialisering innen vindkraftproduksjon har bidratt til økt ytelse for anleggene og en reduksjon i investeringskostnadene per MW. Produksjonskostnader antas i dag å ligge i overkant av 30 øre/kWh på steder med gode vindforhold og moderate kostnader knyttet til bygging av anlegget og tilhørende infrastruktur. Vindkraftutbygging er i dag ikke bedriftsøkonomisk lønnsomt, så vindkraftutbygging forutsetter en eller annen form for støtte.

Utbygging av vindkraftanlegg og tilhørende infrastruktur kan komme i konflikt med andre næringsinteresser, for eksempel turisme, reindrift og andre hensyn som blant annet forsvarets radarinstallasjoner. Disse konfliktene blir vurdert gjennom NVEs konsesjonsbehandling.

I St.meld. nr. 29 (1998–99) Om energipolitikken er det satt som mål å bygge vindkraftanlegg som årlig produserer 3 TWh innen 2010. Se for øvrig kapittel 3.4 om Enova SF.

Tabell 2.4 Vindkraftprosjekter som per 1. januar 2006 har fått endelig konsesjon, men som ikke er satt i drift

	Effekt MW	Årsproduksjon GWh/år	Konsesjon
Bessakerfjellet, Sør-Trøndelag	51	150	November 2004
Harbaksfjellet, Sør-Trøndelag	90	200	November 2004
Valsneset, Sør-Trøndelag	12	30	November 2004
Skallhalsen, Finmark	65	190	Oktober 2004
Ytre Vikna, Nord-Trøndelag	249	870	Oktober 2004
Høg-Jæren, Rogaland	80	260	September 2004
Gartefjellet, Finnmark	40	120	August 2003
Hundhammerfjellet 3, Nord-Trøndelag	45	160	Februar 2002
Kvitfjell, Troms	200	660	Februar 2001
Valsneset Teststasjon, Sør-Trøndelag	5,75	16	August 2001
SUM	837,75	2656	

Kilde: NVE

2.2.1 Miljøvirkninger av vindkraftutbygging

Vindkraft er en fornybar energikilde som ikke gir forurensende utslipp i form av klimagasser eller partikler. Utbygging av vindkraft med tilhørende infrastruktur fører imidlertid til arealbruksendringer og inngrepsrelaterte miljøvirkninger. Miljøvirkningene er i første rekke knyttet til visuelle effekter, landskapsendringer, dyreliv og flora. Et vindkraftverk blir ofte plassert i åpne kystnære landskaper, der vindressursene er best. Denne plasseringen gjør vindparkene godt eksponert og synlige i landskapet. Konsesjon for å bygge og drive en vindpark gis for en varighet på 25 år. Bygging av vindparker er langt på vei et reversibelt inngrep.

Miljøkonsekvensene som avdekkes ved konsekvensutredningen og høringsuttalelser til denne, vil i konsesjonsbehandlingen inngå i vurderingen av saken. Dersom det viser seg at de samlete inngrepsrelaterte miljøvirkningene er betydelige, medfører det at muligheten for at den aktuelle vindparken får konsesjon reduseres. Gjennom konsesjonsprosessen søker man også å komme frem til mulige avbøtende tiltak for å redusere de negative konsekvensene av utbyggingen.

2.3 Gasskraft

Gasskraftverk brukes ofte som en generell betegnelse på kraftverk der naturgass benyttes til produksjon av elektrisitet og eventuelt varme. Det finnes ulike typer gasskraftverk. Et kraftverk der kun gassturbiner driver generatoren, kalles gassturbinverk. Et gassturbinverk kan startes og stoppes på kort varsel, og egner seg derfor som topplastverk. Driftskostnadene er relativt høye. Slike gassturbiner finner vi i dag på faste installasjoner i Nordsjøen.

Elproduksjon i gassturbiner medfører samtidig produksjon av varme. I kombinerte kraftverk (Combined Cycle Gas Turbine, CCGT) og kraftvarmeverk (Combined Heat and Power, CHP) utnyttes også varmen, og dette bidrar til å øke totalvirkningsgraden betydelig i forhold til et gassturbinverk. Kombinerte kraftverk utnytter varmen i avgassen fra gassturbinene til å produsere tilleggskraft ved hjelp av dampturbiner. Sammen gir disse turbinene en elvirkningsgrad opp mot 60 prosent.

Et kraftvarmeverk produserer både elektrisk kraft og varme til for eksempel oppvarmingsformål. Overskuddsvarmen fra dampturbiner eller i avgassene fra gassturbiner blir ledet til et distribusjonssystem for varmen. I et kraftvarmeverk er elproduksjonen lavere enn i et kombikraftverk med samme gassforbruk. I et kraftvarmeverk omformes imidlertid en større del, over 80 prosent, av det samlede energiinnholdet i naturgassen til nyttbar energi i form av både elektrisitet og varme.

I Norge er det generelt begrensede muligheter for å utnytte varme fra kraftproduksjon til fjernvarme. Infrastrukturen for fjernvarme i de større byene er utbygd i mindre grad enn i andre europeiske land. Varmeetterspørsel er mest aktuelt i områder med høy konsentrasjon av brukere slik at fjernvarmenett eller industriell utnyttelse av varmen kan være lønnsomt. I Norge kan det imidlertid være aktuelt med varmekraftverk i forbindelse med industriell virksomhet.

Det foreligger i dag flere planer for bygging av gasskraftverk i Norge. Hittil er det gitt energikonsesjoner til fem prosjekter. Naturkraft AS har fått konsesjon for to gasskraftverk, Industrikraft Midt-Norge AS har fått konsesjon for et gasskraftverk og Statoil har fått konsesjon etter energiloven til et integrert

gasskraftverk ved Snøhvit LNG og et gasskraftverk på Tjeldbergodden. Både anlegget ved Snøhvit LNG og Kårstø er under bygging. Gasskraftverket (CCGT) på Kårstø planlegges å få installert effekt på om lag 420 MW, eller tilsvarende årlig produksjon på om lag 3,5 TWh. Anlegget planlegges satt i drift annet halvår 2007. Det er også søkt om konsesjon for et gasskraftverk på Mongstad og et i Hammerfest. I tillegg til dette har NVE mottatt forhåndsmelding om to gasskraftprosjekter i henholdsvis Grenland og på Elnesvågen.

I forbindelse med utbyggingen av Snøhvit LNG er det planlagt at energibehovet skal dekkes av et integrert gasskraftverk. Dette anlegget (215 MW el og 167 MW varme) ble gitt konsesjon i 2003. Det er lagt opp til en årlig elproduksjon på om lag 1,5 TWh. Gasskraftverket planlegges ferdigstilt før produksjonen ved Snøhvit LNG skal starte opp i løpet av 2006, og er spesielt tilpasset energibehovet ved Snøhvitanlegget.

I henhold til den nye klimakvoteloven, gjelder kvoteplikt for gasskraftverk. De tre planlagte gasskraftverkene som har fått konsesjon på Kollsnes, Kårstø og Skogn vil få kvoteplikt hvis de blir bygd før 2008. For energianlegget på Snøhvit, legges det opp til CO_2-avgift for perioden i det tidlige norske kvotesystemet.

Mindre mengder elektrisitet blir produsert ved hjelp av gassturbiner ved petroleumsanleggene langs kysten. Enkelte steder produseres også mindre mengder elektrisitet ved hjelp av gassturbiner og gassmotorer. For eksempel utnyttes gass fra Grønmo avfallsdeponi i Oslo til elektrisitetsproduksjon.

2.3.1 Separering og deponering av CO_2

Det forskes i dag på rensing og deponering av CO_2 fra kraftverk både i USA, Japan og Europa. CO_2 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_2-håndtering er energikrevende. Teknologiene vil derfor være kostbare i drift sammenliknet med annen kraftproduksjon.

Regjeringen satte vinteren 2006 i gang et omfattende arbeid med å etablere en verdikjede for CO_2. I vedlegg 2 gjennomgås Regjeringens arbeid med CO_2-kjeden og utfordringer knyttet til det.

2.4 Annen elektrisitetsproduksjon

Produksjonsprosessen i mange industribedrifter avgir varme som kan utnyttes til kraftproduksjon. Mulighetene og kostnadene for slik utnyttelse varierer mellom bedriftene, avhengig av prosesstekniske forhold og lokalisering.

Ved produksjon av varme i fjernvarmeanlegg kan en andel av varmen gå til kraftproduksjon, såkalt kogenerering. I 2004 var denne kraftproduksjonen i størrelsesorden 155 GWh.

Total varmekraftproduksjon var i overkant av 1 TWh i 2005.

2.5 Skatter og avgifter i kraftsektoren

Forbruket av elektrisitet er pålagt forbruksavgift. I 2006 er forbruksavgiften 10,05 øre/kWh. Denne avgiften var 9,88 øre/kWh i 2005 og 9,67 øre/kWh i 2004. Forbruksavgiften innbrakte om lag 5,6 milliarder kroner til statskassen i 2005. Forbrukere i Finnmark og noen

Just Catch

Gassnova har i samarbeid med Aker Kværner Engineering & Technology lansert prosjektet Just Catch for fangstteknologi av CO_2 fra gasskraftverk. Gassnova bidrar med finansiell støtte til prosjektet. Sammen med Aker Kværner Engineering & Technology står ledende norske og internasjonale selskaper innen energibransjen: Gassco, Fortum, Hydro, Lyse Energi, Petoro, Shell, Skagerak Energi, Statkraft, Statoil og Østfold Energi. GassTEK er involvert som hovedleverandør. Prosjektets mål er:

- Redusere teknisk og økonomisk risiko ved bygging av fullskala anlegg for CO_2-fangst fra gasskraftverk.
- Etablere en kostnadseffektiv design for et demonstrasjonsanlegg for CO_2-fangst basert på teknologi som vil være tilgjengelig i år 2010.
- Utvikle beskrivelser og tekniske spesifikasjoner samt kostnadsestimat for anbefalt anlegg. Kvalitetsnivået og detaljeringsgraden skal være tilstrekkelig til å danne grunnlag for en beslutning om å gå videre med prosjektering og bygging av et demonstrasjonsanlegg.

Prosjektet skal gå over to år, har to faser og har en totalramme på 32 millioner kroner. Fase 1 består av teoretiske beregninger; kvalifiseringer og verifiseringer, videreutvikling av teknologi samt tester i laboratorieskala. Slike tester kan utføres hos forskningsinstitusjoner som Sintef eller tilsvarende. Budsjettet for fase 1 er 18,5 millioner kroner. I fase 2 inngår testing av utstyr og kjemikalier i pilotanlegg, sannsynligvis i eksisterende rigg på Kårstø.

Det valgte teknologikonseptet i Just Catch er basert på absorpsjon av CO_2 fra gasskraftverkets eksos i en kjemikalieløsning (amin), såkalt post-combustion teknologi. Det valgte fangstkonseptet i Just Catch prosjektet har følgende egenskaper:

- Helt nye teknologielementer er ikke nødvendig for at konseptet skal fungere, men teknologien må utvikles videre for å bli kostnadseffektiv.
- Teknologien kan benyttes og installeres i nær fremtid (2010).
- Konseptet kan benyttes ved konvensjonelle gasskraftverk og kan også ettermonteres på eksisterende kraftanlegg og for industriutslipp.
- Kraftproduksjonen er uavhengig av fangstanlegget.
- Den største utfordringen er eksosens lave CO_2-konsentrasjoner (3-4 %), noe som nødvendiggjør behandling av store eksosgassvolum.
- Lignende teknologi er i bruk for utskilling av naturlig forkommende CO_2 fra naturgass. I slike anlegg, for eksempel på Sleipnerplattformen, skjer rensing for å oppnå salgskvalitet på naturgassen som skal eksporteres. CO_2-renseprosesser benyttes også industrielt som forbehandling til LNG-produksjon (flytende naturgass).
- Metoden kan også tilpasses kullkraftverk.

kommuner i Nord-Troms er fritatt for avgiften. Med virkning fra 1. januar 2004 overtok nettselskapene ansvaret for innkreving av forbruksavgiften. Tidligere har strømleverandøren foretatt denne innkrevingen via sin fakturering. Et nytt system for forbruksavgift for næringslivet ble iverksatt fra 1. juli 2004 der deler av elektrisitetsforbruket pålegges avgift. Elavgiften har en utforming som følger EUs energiskattedirektiv (Monti-direktivet), hvor kraftintensiv industri stort sett er fritatt for elavgiften.

Statsforetaket Enovas aktiviteter finansieres gjennom et energifond. Fondet får inntekter fra et påslag på nettariffen på 1,0 øre per kWh i 2006. Enova skal ta initiativ til å fremme mer effektiv energibruk, produksjon av ny fornybar energi og miljøvennlig bruk av naturgass, jf. omtale av Enova i kapittel 3.4.

Som for andre momspliktige varer og tjenester er det 25 prosent merverdiavgift på elektrisk kraft. Husholdningskunder i Nordland, Troms og Finnmark er imidlertid unntatt fra merverdiavgift på kraft.

På tilsvarende måte som i andre næringer ilignes alle kraftselskaper inntektsskatt på 28 prosent til staten i henhold til årlig resultat. For vannkraftprodusenter beregnes i tillegg en lønnsomhetsuavhengig naturressursskatt på 1,3 øre/kWh til kommunen og fylkeskommunen. Av dette går 1,1 øre til kommunene og 0,2 øre til fylkeskommunene. På denne måten sikres kommunene og fylkeskommunene en nedre grense for skatteinntektene. Beregningsgrunnlaget for naturressursskatten fastsettes for hvert kraftverk, og er gjennomsnittet av kraftverkets samlede produksjon av elektrisk kraft i inntektsåret og de seks foregående år. Naturressursskatten innebærer i utgangspunktet ingen ekstrabelastning for selskapene, ved at den kan trekkes fra mot inntektsskatten og ved at eventuell differanse kan fremføres med rente. Vannkraftprodusenter som oppnår avkastning utover normalavkastningen betaler også grunnrenteskatt på 27 prosent. Sammen med øvrige skatter bidrar grunnrenteskatten til at en stor del av eventuell grunnrente blir trukket inn som offentlige inntekter. Videre kan kommunen skrive ut eiendomsskatt på produksjonsanlegg. Taksten for beregningen av eiendomsskatten er i hovedsak lønnsomhetsbasert og skal reflektere markedsverdien på eiendommen. Det kan også skrives ut eiendomsskatt på nettanlegg. For år 2004 utgjorde naturressursskatt og grunnrenteskatt om lag 3,8 milliarder kroner.

Konsesjonsavgifter er kompensasjon for påførte skader i distriktene hvor vannressursen som blir utnyttet befinner seg. De er også et virkemiddel for å la distriktene ta del i det økonomiske utbyttet ved en vannkraftutbygging. Innenfor maksimums- og minimumssatser fastsettes avgiftssatsen etter skjønn, hvor blant annet graden av miljøinngrep og utbyggingens lønnsomhet tillegges vekt. Konsesjonsavgiften kan justeres av konsesjonsmyndigheten (NVE) hvert 5. år. Konsesjonsavgifter innbrakte 515 millioner kroner til kommunene og 125 millioner kroner til staten i 2005.

Kommunene som blir berørt av vannkraftutbygging, har også rett til å ta ut konsesjonskraft. Konsesjonæren kan pålegges å avstå inntil 10 prosent av den produserte kraften som konsesjonskraft til de berørte kommunene. Dersom dette dekker mer enn forbruket i alminnelig forsyning i kommunene, har fylkeskommunen rett til å kjøpe det overskytende. Konsesjonæren kan også pålegges å avstå inntil 5 prosent konsesjonskraft til staten. Staten har ikke benyttet denne retten. Prisen som konsesjonskraftmottaker

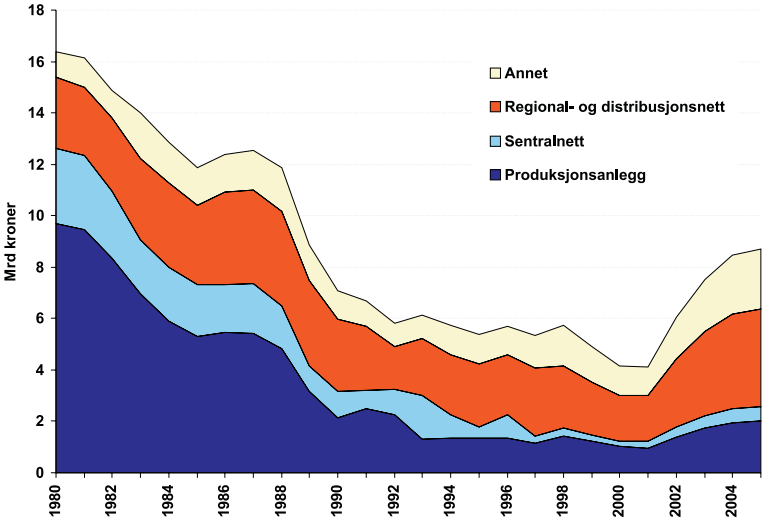
betaler, skal tilsvare om lag produksjonsomkostningene eller selvkost av leveransen. I dag eksisterer to regelverk for prisfastsettelse. For konsesjoner gitt før 1959 forhandles prisen frem mellom konsesjonær og kommune, med en maksimalpris som øvre tak. For konsesjoner gitt etter 1959 fastsettes prisen av Olje- og energidepartementet i henhold til selvkost i et representativt utvalg av kraftverk. Den økonomiske betydningen av konsesjonskraftavståelsen tilsvarer differansen mellom prisen på kraft i markedet og prisen på konsesjonskraft tillagt innmatingsavgift. De totale konsesjonskraftforpliktelsene utgjør om lag 8,5 TWh/år.

2.6 Kraftforsyningens plass i norsk økonomi

Bruttoproduktet i kraftforsyningen var om lag 37,7 milliarder kroner i 2005. Dette tilsvarte om lag 3,0 prosent av bruttonasjonalproduktet i fastlands-Norge.

Realkapitalbeholdningen i kraftforsyningen var om lag 190 milliarder kroner i 2005. Dette tilsvarte 5,3 prosent av fast realkapital i fastlands-Norge.

I 2005 var investeringene i elektrisitetsforsyningen om lag 9 milliarder kroner. Figur 2.6 viser utviklingen i bruttoinvesteringene i elektrisitetsforsyningen siden 1980. Bruttoinvesteringene i sektoren gikk ned fram mot tusenårsskiftet, men har de siste årene tatt seg opp. 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 2005 var om lag 13 000 personer sysselsatt i kraftforsyningen.



Figur 2.6 Bruttoinvesteringer i elektrisitetsforsyningen. Faste 2005-kroner
Kilde: NVE og OED