

RAPPORT

Investeringer i kraftproduksjon . Kapasitetsutvikling 1975-2006

TIL: Olje- og energidepartementet

Dato: 6/6-2007

Antall sider: 29

Prosjektansvarlig: Jørgen Bjørndalen

Prosjektdeltakere: Jørn Bugge

Torgeir Olsen

TRONDHEIM
BEDDINGEN 8
7014 TRONDHEIM
TLF. 73 600 700
FAX. 73 600 701

ECGROUP AS
WWW.ECGROUP.NO

OSLO
BRUGATA 1
0186 OSLO
TLF. 24 10 29 18
FAX. 24 10 29 19

Innholdsfortegnelse

FORORD	3
1 INTRODUKSJON	4
2 PRODUKSJONSKAPASITETEN	5
2.1 FAKTISK OG MIDLERE PRODUKSJON	5
2.2 INSTALLERT EFFEKT	8
2.3 UTVIKLING I NORDEN FORØVRIG	10
3 KAPASITET, FORBRUK OG AKTIVITETSNIVÅ	11
3.1 FORBRUK	11
3.2 FORBRUKSPROGNOSER	13
3.3 AKTIVITETSNIVÅ.....	14
4 KAPASITET OG KRAFTPRISER	16
5 KAPASITET OG KOSTNADER	18
6 ANDRE RELEVANTE FAKTORER	23
6.1 REALOPSJONSTEORI	23
6.2 KONSESJONSRISIKO	24
7 SAMMENFATTENDE VURDERING	25
REFERANSER	29

Forord

Denne rapporten er blitt til på oppdrag for Olje- og energidepartementet og er en del av arbeidet med å evaluere energiloven. Rapporten skal bidra med mest mulig relevante fakta for det videre arbeidet med å vurdere effektene av lovgivningen.

Arbeidet med rapporten startet i midten av mars 2007 og avsluttes med denne rapporten. Uten svært velvillig hjelp fra OED, NVE, Statkraft og SSB hadde det ikke vært mulig å komme i mål så raskt. Vi retter derfor en stor takk til disse virksomhetene, og spesielt til Jon Dal Engebretsen, Kjell Erik Stensby, Seming Haakon Schau, Jørgen Kildahl og Pål Marius Bergh for god hjelp på ulike måter. Under arbeidet med rapporten har det også vært tid til et meget nyttig møte med OED, hvorfor vi takker Helene Henriksen, Eli Jensen, Kjell Grotmol og Stein Øvstebø for svært nyttige innspill.

Tross god hjelp ligger ansvaret for alle gjenværende feil og mangler hos forfatterne.

Oslo/Trondheim, 1/6-2007.

Jørgen Bjørndalen – Jørn Bugge – Torgeir Olsen

1 Introduksjon

Olje- og energidepartementet skal i løpet av 2007 gjennomføre en evaluering av energiloven og rammeverket for drifts- og investeringsbeslutninger i kraftsektoren. Som et ledd i dette arbeidet har ECgroup på departementets oppdrag samlet opplysninger om den faktiske kapasitetsutviklingen i sektoren de siste 30 år, samt forsøkt å kaste lys over det som kan være vesentlige forklaringsvariabler for den utviklingen som faktisk har funnet sted.

Omlegging av lovgivningen ved starten av 1990-tallet medførte en rekke endringer for sektoren. En av disse var at kraftselskapenes ansvar, rettigheter og oppgaver ved investeringsbeslutninger ble endret. På en helt annen måte enn tidligere, risikerte eierne nå at markedsprisen på kraft ikke ville være tilstrekkelig til å finansiere kraftselskapenes løpende kostnader. Mens driftsunderskudd i tidligere tider kunne dekkes inn ved å heve kraftprisen i neste budsjettår, ville det ikke være mulig fremover. Dette stod klart for langt de fleste kraftverk allerede fra starten av 1990-tallet, selv om noen etternølere først oppdaget rekkevidden av dette da prisene falt i etterkant av den kraftige prisoppgaven i 1996/1997. En konsekvens av dette var at risikobildet ved en investering i kraftproduksjon fra da av ble snudd opp ned. Det ble investors ansvar at investeringen var økonomisk forsvarlig – i motsetning til det gamle "regimet" da det i realiteten var kundene som bar risikoen for at investeringer ble foretatt på rett tidspunkt.

Denne radikale omleggingen medførte at hele beslutningsprosessen for investeringer ble kraftig endret. Mens man tidligere la betydelig vekt på prognoser over fremtidig forbruk, har forventninger til fremtidige kraftpriser etter hvert fått en mer sentral rolle. Samtidig ble trolig også forståelsen av hva som bestemmer forbruket endret opp gjennom 1980-tallet, hvilket kan bety at datidens prognoser nærmest systematisk overvurderte veksttakten i forbruket. Tilsvarende har nok forståelsen for prisdannelsen også endret seg ganske kraftig siden starten av 1990-tallet.

Samtidig med forandringene i energilovgivningen har også energipolitikken endret karakter. Mens kraftutbygging i de første årtier etter 2. verdenskrig var et vesentlig element for industrireisningen og velstandsutviklingen i etterkrigstidens Norge, og kraftverk slik sett var svært velkomne prosjekter, er det andre hensyn som dominerer dagens energipolitiske fronter. På ulike måter har miljøhensyn kommet sterkere i forgrunnen siden Stortinget endret energiloven i 1990.

I det følgende skal vi først presentere tall for hvordan produksjonskapasiteten har utviklet seg gjennom de siste 30 år. I strid med "populære" oppfatninger kan det dokumenteres en ikke ubetydelig vekst i tilbudet av elektrisk kraft i Norge også etter

at den nye energiloven trådte i kraft i 1991. Forbruket har uomtvistelig økt sterkere, men det er altså ikke grunnlag for myten om at produksjonskapasiteten har stått stille siden kraftmarkedet ble liberalisert.

Dernest skal vi gå bak tallene og se hvordan kapasitetsutviklingen i første del av perioden vi studerer langt på vei kan forstås på bakgrunn av forbruksprognoser og veksten i økonomien.

Videre skal vi se nærmere på sammenhengen mellom investeringer i kraftproduksjon og prisene i kraftmarkedet. I første del av perioden følger det av datidens energipolitikk at kraftprisene nærmest kan oppfattes som et resultat av investeringsadferden. Nå derimot, synes det nokså åpenbart, både fra hva som kan observeres og hva man kan utlede ved hjelp av økonomisk teori, at forholdet er motsatt: Investeringene er et resultat av de prisforventningene man må anta at markedsaktørene legger til grunn.

Investeringsadferden har sannsynligvis også sammenheng med hvilke prosjekter som er tilgjengelig for utbygging og hva kostnadene ved utbygging eventuelt vil være. Det har ikke vært enkelt å finne brukbare mål på byggekostnader, men vi har likevel forsøkt å se etter sammenhenger mellom byggekostnader og kapasitetsutviklingen.

I denne rapporten vil vi også drøfte andre forklaringsvariable enn de som enkelt lar seg tallfeste. Etter hvert som prisrisiko ble en kjent størrelse for kraftselskapene er det grunn til å tro at beslutningstagerne har lagt til grunn betraktninger vi i dag kaller realopsjonsteori. I takt med stigende bekymring for miljøet har konsesjonsrisiko også blitt et begrep potensielle investorer må regne med. I noen grad kan slike forhold bidra til å forklare den faktiske investeringsadferden.

Til sist sammenfattes observasjonene i en vurdering av hele investeringsforløpet i tiden før og etter energiloven av 1990.

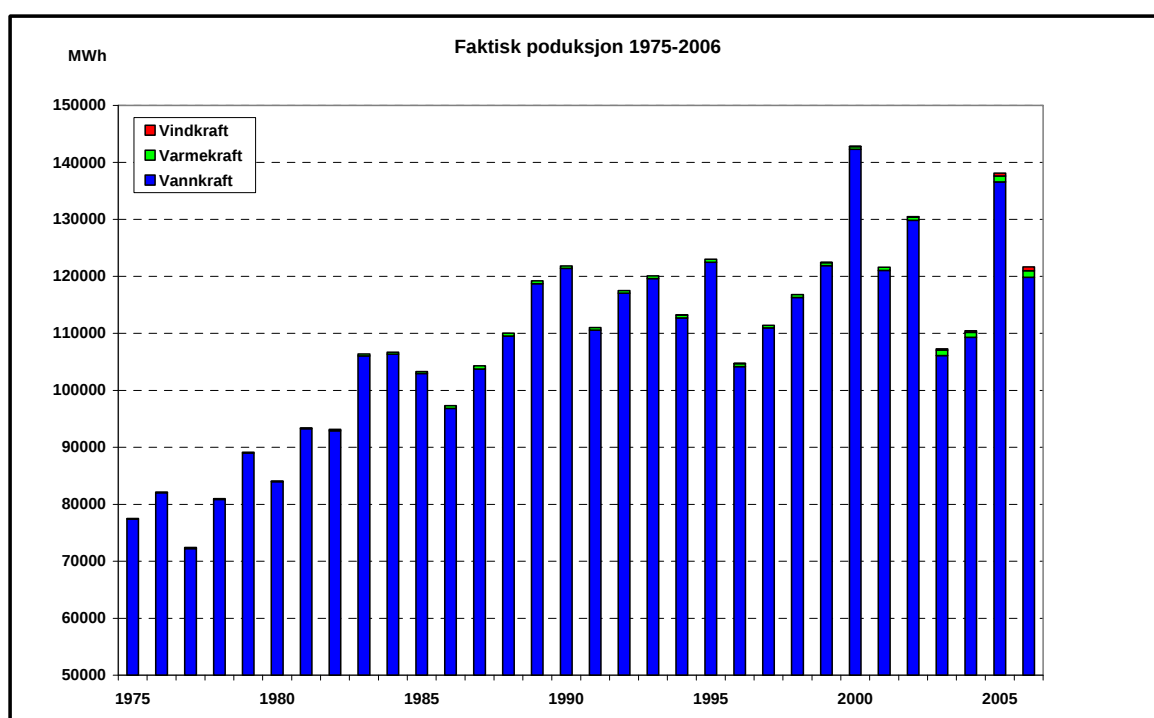
2 Produksjonskapasiteten

2.1 Faktisk og midlere produksjon

Figur 2.1 - Figur 2.2 viser noen hovedtrekk i utviklingen i produksjonskapasitet fra 1975 og frem til i dag.

Utviklingen i faktisk produksjon har vist en kraftig økning siden 1975 (Figur 2.1). Med hovedvekt på vannkraft i Norge (98,5 % i 2006) viser figuren også hvor avhengig produksjonen er av årlig tilsig. I tørråret 1996 var faktisk produksjon av vannkraft 13 TWh (mer enn 10%) lavere enn midlere produksjon. I 2000 fikk vi derimot svært mye

nedbør, og vannkraftproduksjonen var 24 TWh (om lag 20%) over midlere produksjon (jf. Figur 2.2). Om årsaken er endret klima eller ikke skal vi ikke ta stilling til, men Figur 2.1 illustrerer tydelig at variasjonene i årlig nedbør og tilsig synes større i siste del av perioden figuren dekker. En skal huske at en tilsvarende figur med tilsig nok vil vise enda større variasjoner mellom tørre og våte år – denne figuren viser faktisk produksjon og inkluderer dermed også bruken av magasiner.



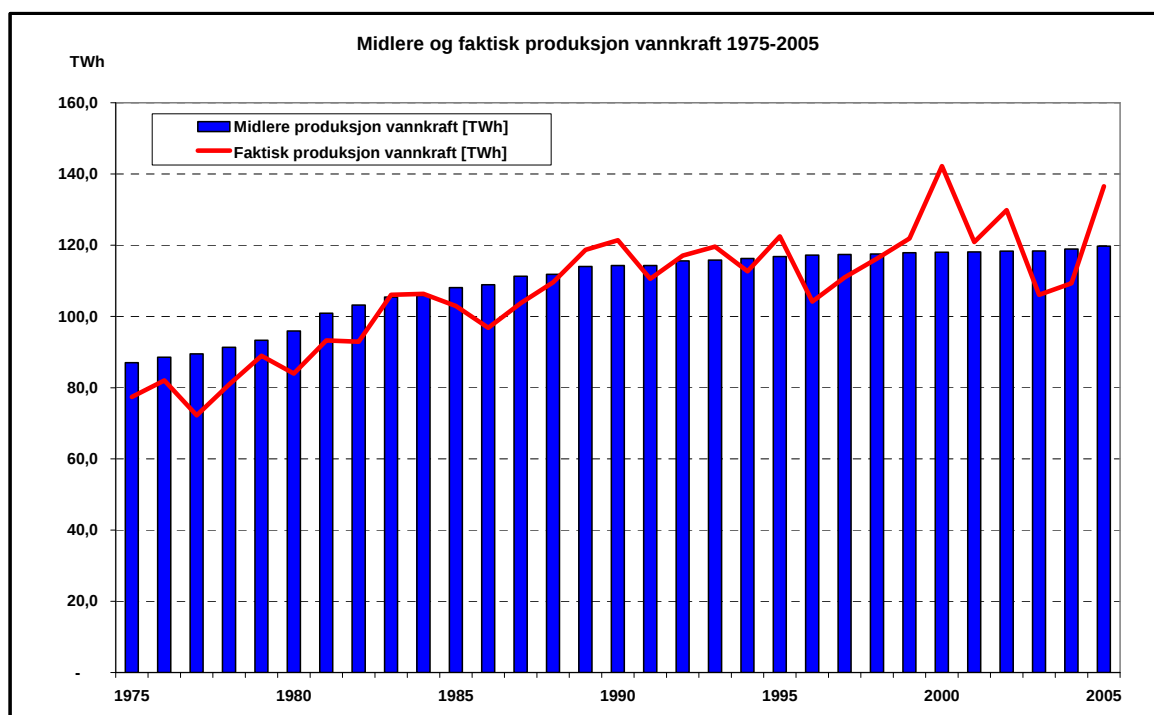
Figur 2.1 Faktisk produksjon 1975-2006 (kilde: NVE)

Figur 2.2 viser forholdet mellom faktisk produksjon og midlere produksjon. Ved beregning av midlere produksjon er det for alle år regnet med tilsigserien 1970-99, som er den serien NVE for tiden benytter som en slags "offisiell referanse". Vi kan legge merke til to forskjeller om vi deler perioden ved 1990:

For det første viser figuren tydelig at faktisk produksjon var vesentlig lavere enn midlere produksjonskapasitet frem til ca 1990, hvorefter faktisk produksjon har fluktuert omkring forventet produksjon. Dette kan henge sammen med datidens krav om egendekning (oppdeckingsplikt) som medførte relativt høy forventet produksjon,

samt mangelen på et utviklet og fleksibelt marked for salg av kraft. Samkjøringen¹ fikk i 1972 pålegg om at prisen på tilfeldig kraft (som tilsvarte om lag 10% av produksjonen) skulle fastsettes gjennom tilbud og etterspørsel (se for eksempel [5]). Men helt frem til 1990 var det krav om tilfredsstillende egendekning for å delta i det som ble kalt tilfeldigkraftmarkedet. Som følge av svakt utviklede omsetningsmuligheter for "overskuddsvann" var det i denne perioden ikke uvanlig med flomtap.

For det andre har kapasitetsveksten flatet ut etter 1990. Som vi skal se senere i denne rapporten, var det nok flere årsaker til dette – og ikke bare den "allment" aksepterte at det hele skyldes energiloven. Men i denne omgang skal vi bare nøye oss med å fastslå utflatningen i kapasitetsveksten.

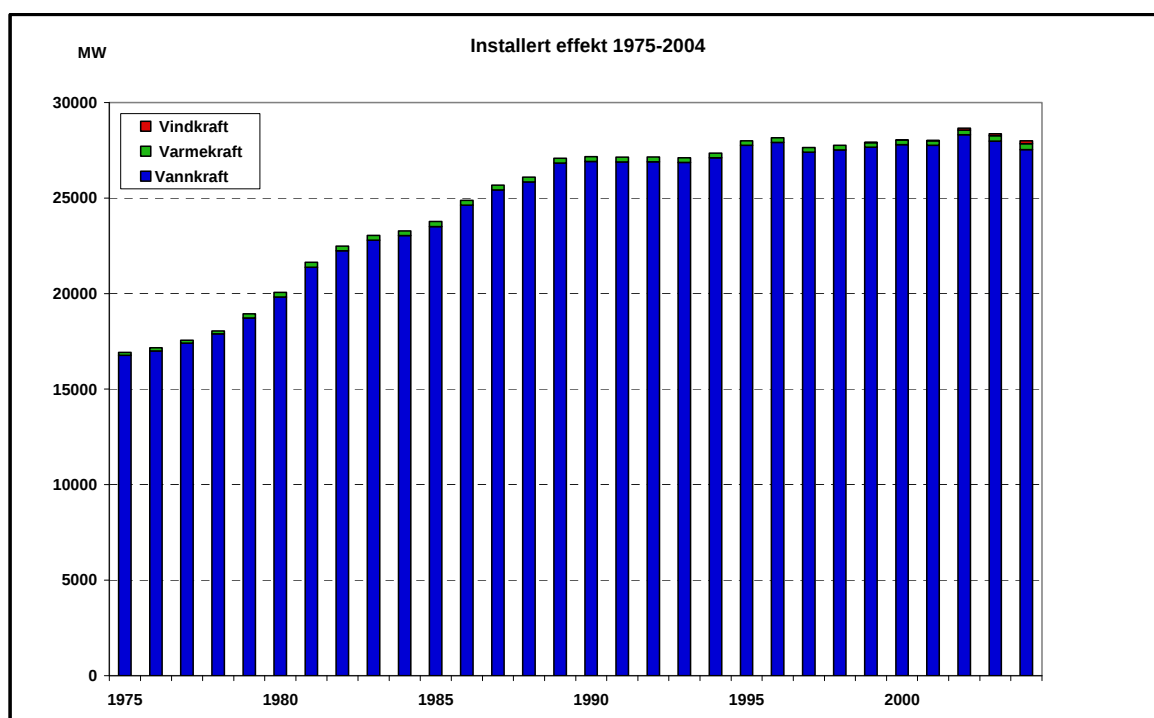


Figur 2.2 Midlere og faktisk produksjon 1970-2005 (kilde: NVE)

¹ Elektrifiseringen av Norge startet for godt over 100 år siden med spredt kraftutbygging og forsyning til lokale områder. Det var intet sammenhengende sentralnett som knyttet de første utbyggingene sammen. Etter hvert vokste det frem regionale kraftnett, som frem til 1970-tallet ble relativt godt sammenkoblet over store deler av Norge. De regionale samarbeidene sluttet seg sammen til "Samkjøringen av kraftverkene i Norge", populært kalt Samkjøringen, for å kunne optimere bruken av vann og dele reserver.

2.2 Installert effekt

Utviklingen i installert effekt (Figur 2.3) viser rimeligvis også et klart skille mellom før og etter energiloven. Frem til 1990 er det en relativt jevn økning i installert effekt, med en total økning på nesten 70 % fra 1975 - 1990. I perioden 1990 – 2004 viser figuren kun en total økning på ca. 4 %.²

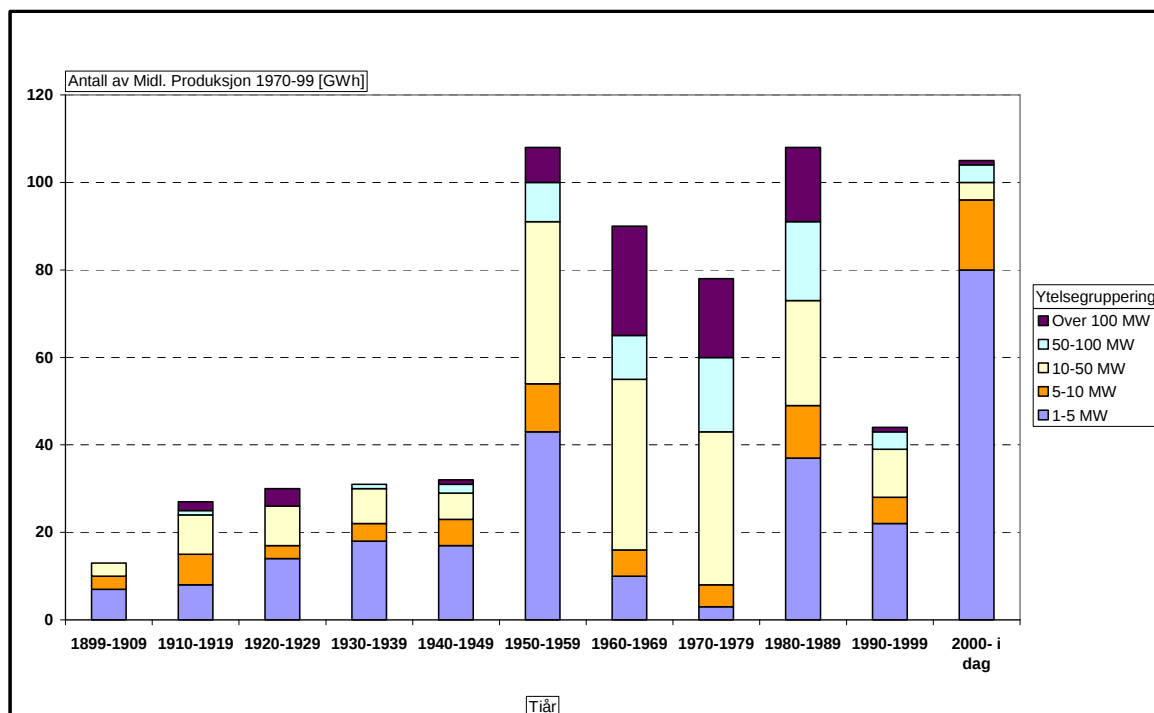


Figur 2.3 Installert effekt 1975-2004 (kilde: SSB)

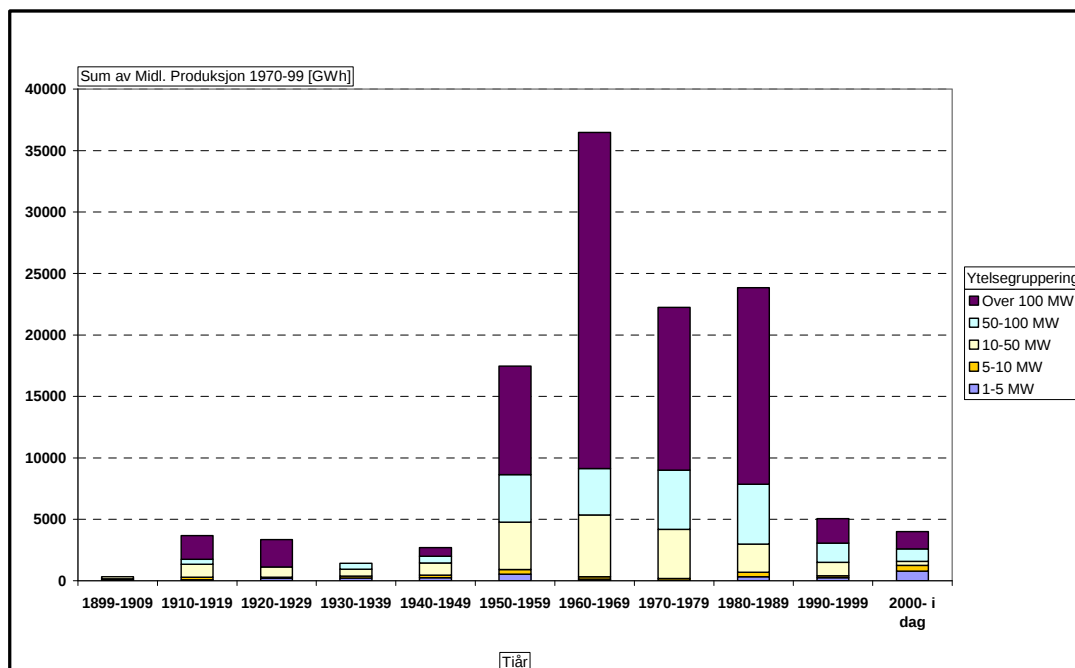
Utviklingen i installert effekt henger nødvendigvis også sammen med størrelsen på kraftutbyggingene. Figur 2.4 viser klart at det spesielt på 60-, 70- og 80-tallet ble igangsatt mange store utbyggingsprosjekter. Etter denne perioden har det vært en dreining i størrelsesforholdet på utbyggingsprosjektene, med fokus på mindre

² I figuren er det enkelte år som viser nedgang i installert effekt (i 1996-97 samt perioden 2002-2004). Nedgangen kan ikke forklares med eventuelle kraftverk som permanent eller midlertidig ble tatt ut av drift disse årene. Heller ikke diskusjonen rundt utforming av innmatingstariffene, som på et tidspunkt var knyttet til installert effekt, kan forklare dette. Statkraft nølte riktignok med å gjøre klart et aggregat i Vinje etter et havari helt mot slutten av 1990-tallet, men dette forklarer altså ikke nedgangene i figuren. Det er derfor nærliggende å anta at de uforklarlige endringene i figuren skyldes statistisk feil. Dette er også delvis bekreftet av SSB, som har antydning at tallene for 2004 trolig er gale og vil bli rettet ved revidering. Vi legger derfor ikke vekt på disse litt pussige utslagene i figuren i den videre drøftingen.

prosjekter. Det er nærliggende å tro at utviklingen har sammenheng med både kostnadsforhold, teknologisk utvikling, forventninger om sterkt stigende etterspørsel og at det etter hvert er færre større potensielle prosjekter som ikke er vernet mot vannkraftutbygging. Utviklingen med færre store prosjekter ble allerede slått fast på 80-tallet, hvor det stadig oftere ble proklamert at "vannkraftepoken" var over.



Figur 2.4 Ytelsesgrupper fordelt på tiår (kilde: NVE)

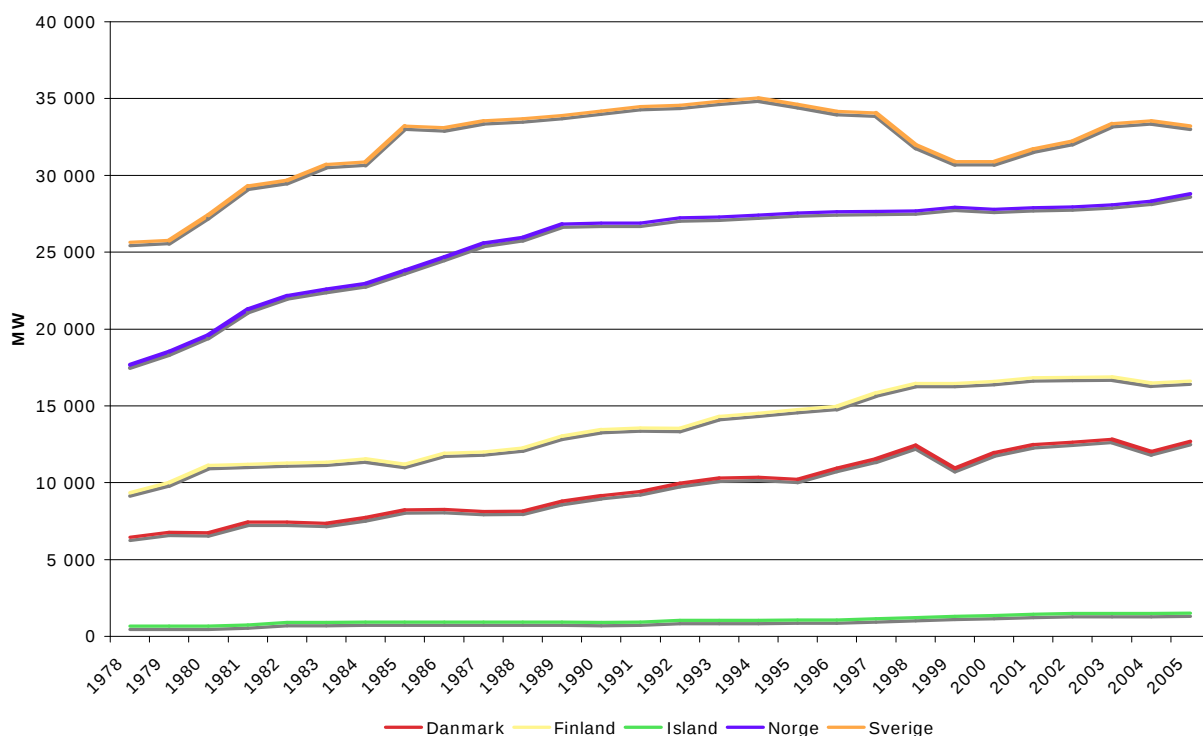


Figur 2.5 Produksjonskapasitet fordelt på tiår (kilde: NVE)

2.3 Utvikling i Norden forøvrig

Utviklingen i Norden er naturlig nok svært sammensatt. To vesentlige forhold preger likevel utviklingen. Det gjelder for det første utbyggingen av vindkraft i Danmark. I perioden er kapasiteten i Danmark kommet opp i over 3000 MW. Tilsvarende preges utviklingen også av avvikling av kjernekraftverk og nedstengning av eldre kondensverk i Sverige.

Figur 2.6 viser kapasitetsutviklingen i MW for Norden fra 1978 og frem til 2005. Legg merke til at kapasiteten her ganske enkelt er summert, uavhengig om det er vindkraft, vannkraft eller ulike typer termisk produksjon. Nordel har ingen samlet statistikk med entydig, konsistent referanseperiode for å lage en tilsvarende figur med energikapasitet.



Figur 2.6 Kapasitetsutvikling i Norden (kilde: Nordel)

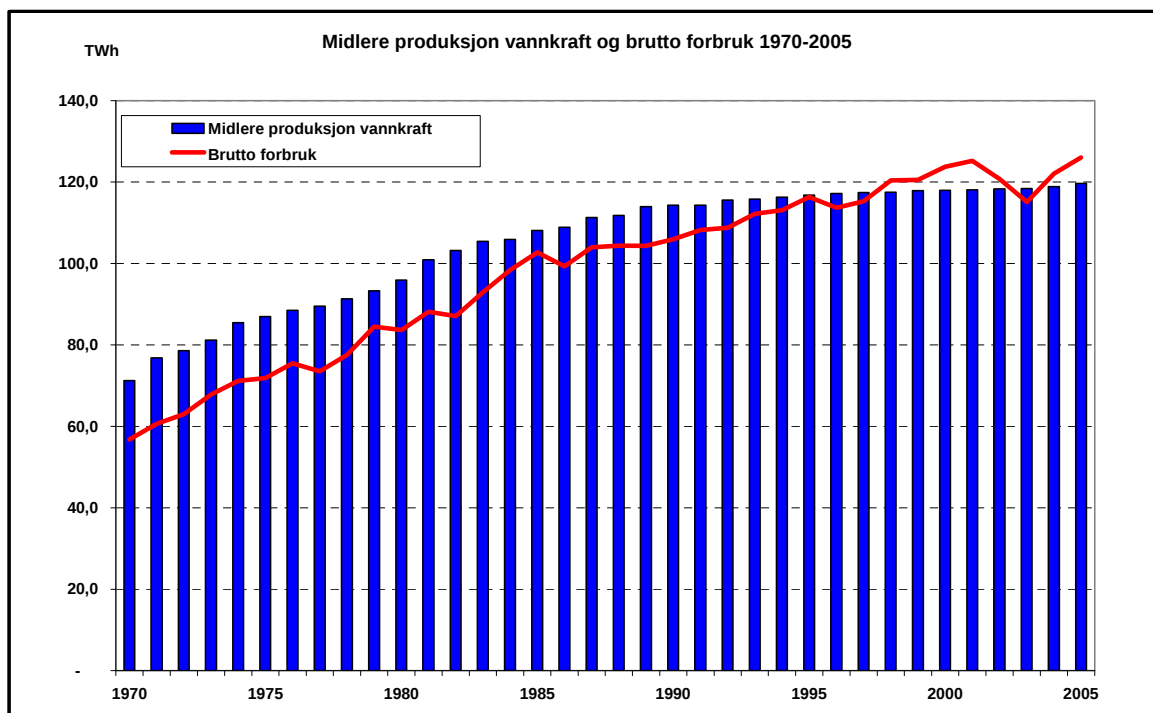
3 Kapasitet, forbruk og aktivitetsnivå

3.1 Forbruk

Figur 3.1 viser utviklingen i brutto forbruk av elektrisitet sammenholdt med midlere produksjon vannkraft i perioden 1970-2005.

I hele perioden frem til 1995 var forbruket av elektrisitet lavere enn forventet (midlere) produksjon. Til tross for overkapasitet viser utviklingen også at det ble investert i ny produksjon, ikke minst frem mot 1985 hvor overkapasiteten synes å avta. Ut fra tallene og figuren, kan det se ut som om overkapasitet har vært en strategi helt frem til dette tidspunktet. En vesentlig forklaring er imidlertid det faktum at vannkraftproduksjonen svinger betydelig fra et år til det neste, at forbruket vanskelig kunne svinge like mye og at de internasjonale handelsmulighetene var begrenset. Mens vi i dag fokuserer sterkt på forventede verdier i samfunnsøkonomiske analyser for kraftsektoren, var fokus den gang vel så mye på det som ble kalt bestemmende år: Det skulle være tilstrekkelig produksjon til at normalforbruket ble tilfredsstilt i 27 av 30 år – en slik strategi vil nødvendigvis gi et forventet

overskuddstilbud. En forutsetning for å delta i den nordiske kraftutvekslingen, var at man hadde en rimelig egendekning og ikke baserte sin kraftforsyning på import fra nabolandene. Dersom prognoser tydet på at forbruket var i ferd med å øke, var det nødvendig med tilsvarende økning i produksjonskapasiteten. Prognoser kom derfor til å stå sentralt helt frem til 1990-tallet.



Figur 3.1 Midlere produksjon vannkraft og brutto forbruk (kilder: NVE, SSB)

Utflatingen av midlere produksjonskapasitet må ses i forhold til den historiske utviklingen før 1990. Kravet om egendekning (som ble forlatt i 1990) sammen med usikkerheten rundt vanntilgang og fremtidig etterspørsel bidro til stor overkapasitet i vannkraftproduksjonen.

Bortfall av kravet om egendekning av kraft og utviklingen av et fungerende marked fra 1990-tallet, både internt i Norge og internasjonalt, har dermed bidratt til den reduserte utbyggingen. Dersom man har mulighet til å importere kraft i for eksempel tørrår til en rimeligere pris enn kostnaden ved å bygge nytt, tilsier all rasjonalitet at man gjør det. Før 1990 garderte man seg mot usikkerhet knyttet til tørrår, kalde vintre etc., med å gjøre påslag i fastkrafttilgangen ved bruk av såkalt bestemmende år i stedet for medianår i planleggingen.

Fra Figur 3.1 er det ellers interessant å legge merke til forbruksveksten i snitt er noe lavere i siste halvdel av 30-års perioden enn i første halvdel. I siste halvdel synes også de årlige variasjonene å ha økt, noe som kan være et uttrykk for økende fleksibilitet i forbruket. Nedgangen i 2003 henger sammen med de høye prisene vi da opplevde på grunn av tilsigssituasjonen. Nedgangene på '70- og '80-tallet skyldes konjunktorene for den kraftintensive industrien.

3.2 Forbruksprognoser

Prognoser for forbruksutviklingen var åpenbart viktige for investeringsbeslutninger frem mot 1990-tallet. Samarbeidet i Nordel forutsatte en god egendekning. Dessuten var det rimelig god grunn til å tro at norske vannkraftressurser i lang tid ville være rimeligere enn import fra termiske anlegg i Sverige og Danmark. Planleggingen måtte derfor ta stilling til fremtidig kraftforbruk for å kunne gi noenlunde fornuftige utbyggingsbeslutninger. Et sentralt spørsmål er derfor om prognosene også ledet til hva vi i ettertid vil karakterisere som overinvesteringer. Tall fra energimeldingene på 1980-tallet tyder ikke på at det er en fremtredende forklaring – tvert i mot har forbruket utenom kraftintensiv industri utviklet seg forbløffende nær prognoseverdiene. Nå har vi jo hatt markedsbestemte priser i store deler av denne perioden, så det er dermed ikke opplagt hva som er årsak og hva som er virkning i denne sammenheng. Energimeldingenes forutsetninger om forbruk i kraftintensiv industri synes derimot systematisk å ha vært høyere enn den faktiske utviklingen. Det er imidlertid tvilsomt om disse rammene har hatt noen vesentlig betydning for investeringsbeslutninger tatt på 1980-tallet eller senere – til det er de kommet for sent.

Spørsmålet er da om prognoser fra 1970-tallet eller før kan ha spilt en slik "eskalerende" rolle. Tabell 3.1 viser en oversikt over prognoser for forbruk i alminnelig forsyning utarbeidet fra begynnelsen av 1970-tallet til slutten på 1980-tallet. Som tabellen viser er det tydelig, sett i ettertid, at prognosene fra St.meld. 100 (1973-1974) overestimerte fremtidig forbruk i alminnelig forsyning. Overestimering (i forhold til senere perioder) kommer også til uttrykk i Tabell 3.2, som viser prognosene for dekking av innenlandsk fastkraftforbruk i 1990 gitt i de samme Stortingsmeldingene. De "ambisiøse" prognosene fra tidlig 70-tall kan dermed bidra til en plausibel forklaring på den kraftige utviklingen i kapasiteten frem mot 1990.

Prognoser forbruk alminnelig forsyning (TWh)	1980	1985	1990
St.meld 100 (1973-1974)	63	78	95
St.meld 54 (1979-1980)	52	61	71
St.meld 71 (1984-1985)		62	70
St.meld 38 (1986-1987)			71
Faktisk forbruk	52	63	70

Tabell 3.1 Prognoser alminnelig forsyning på ulike tidspunkt

Prognoser, dekking av innenlandsk fastkraftforbruk (TWh)	1990
St.meld 100 (1973-1974)	112
St.meld 54 (1979-1980)	106
St.meld 71 (1984-1985)	105
St.meld 38 (1986-1987)	105

Tabell 3.2 Prognoser for dekking av innenlandsk fastkraftforbruk

Fra tabellene ovenfor er det interessant å merke seg at prognosen fra 1973/74 om tilbudet i 1990 stort sett ble oppfylt, selv om samtlige prognoser utarbeidet fra 1979/80 temmelig treffsikkert prognostiserte lavere forbruksøkning.

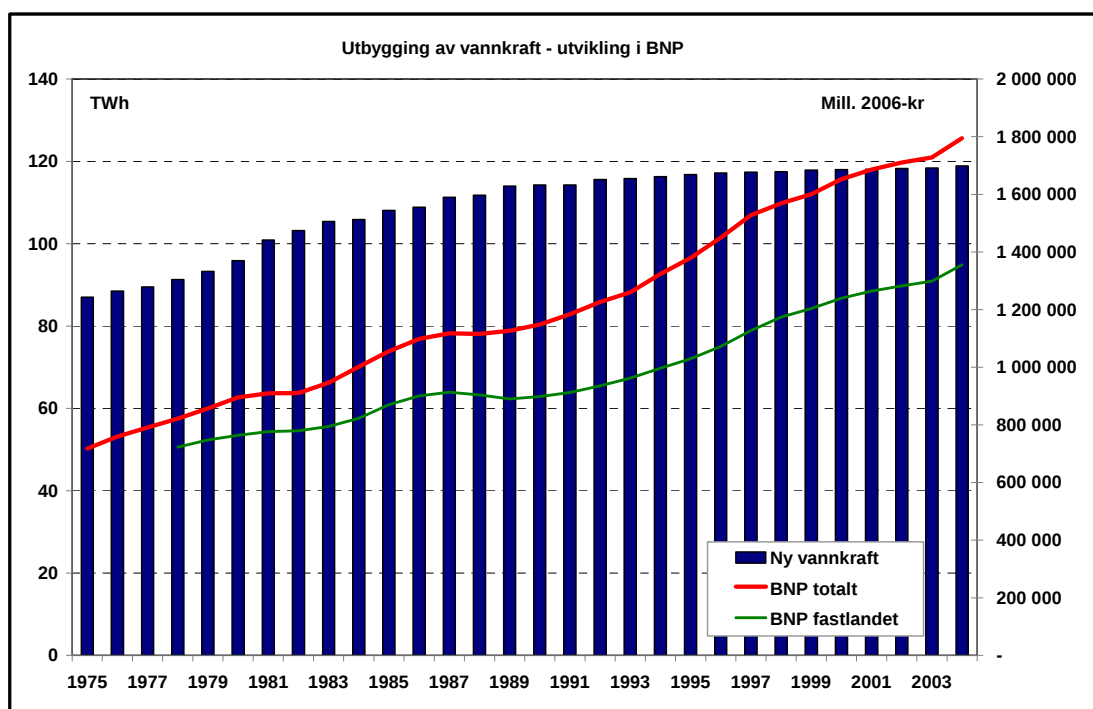
3.3 Aktivitetsnivå

Det er ofte stor grad av samvariasjon mellom vekst i energiforbruket og BNP-vekst i et land [1]. Figur 3.2 - Figur 3.3 viser utviklingen i utbygging av vannkraft og BNP. Her presenteres både årlige og samlede størrelser. Kraftsektoren utgjør en relativt beskjeden andel av totalt BNP - ca 1-2%, men sektoren har indirekte hatt stor betydning for kraftintensiv industri i Norge. I mange industristeder i Norge, som Odda, Sauda, Årdal og Sunndal for å nevne noen, har utbygging av kraft og etablering av kraftintensiv industri hengt meget tett sammen. Tidligere var overføringsnett i Norge ikke samkjørt slik som i dag. Mange linjestrekninger var også flaskehalser med relativt lav overføringskapasitet. Det var derfor essensielt at den kraftkrevende industrien hadde tilgang til stabil kraftlevering i nærheten. Kraftutbygging har i et slikt perspektiv vært viktig for industribygging i Norge helt siden før andre verdenskrig.

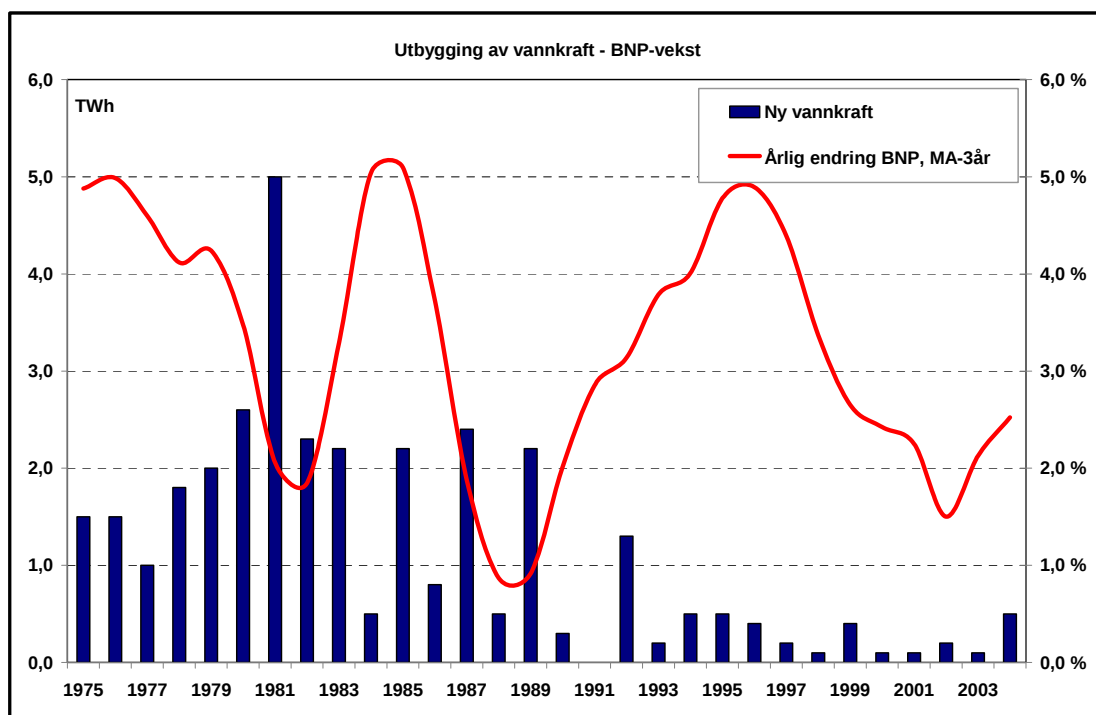
Før 1990 synes BNP og kraftutbygging og følge hverandre godt, se Figur 3.2. Etter 1990 flater imidlertid kraftutbyggingen ut, mens BNP fortsetter å stige. I denne sammenhengen er det viktig å påpeke oljens betydning for BNP for Norge. Den reelle verdien av eksportert olje og naturgass er mer enn tredoblet i perioden 1990-2005. Men om vi ser på kurven for BNP for Fastlands-Norge, fastholder denne inntrykket av

at den relativt hurtigere BNP-veksten enn veksten i produksjonskapasitet fra 1990-tallet i hvert fall ikke utelukkende kan forklares med petroleumsvirksomheten. Det gjør det nærliggende å stille spørsmålet om frigjorte ressurser som følge av redusert investeringsaktivitet i kraftsektoren har muliggjort en sterkere vekst i verdiskapningen enn vi ellers ville ha hatt. Vi har ikke grunnlag for å konkludere positivt på dette alene ut fra en slik figur, men mistanken om at det er slik er i hvert fall ikke svekket – tvert imot. Torstein Byes studier av kapitalavkastningen i kraftsektoren versus industriell aktivitet i Norge antyder jo også det samme forholdet, se [5].

De årlige størrelsene, vekst i BNP og årlig utbygging av vannkraft (Figur 3.3) viser liten grad av samvariasjon, selv om det er mulig å ane konturene av en sammenheng i de siste ti årene. Men igjen må vi minne om at BNP-veksten nok er sterkere influert av petroleumssektoren enn av kraftsektoren.



Figur 3.2 Akkumulert utbygging av vannkraft og totalt BNP (kilde:SSB).



Figur 3.3 Utbygging av ny vannkraft og BNP-vekst (total BNP) (kilde:SSB).

4 Kapasitet og kraftpriser

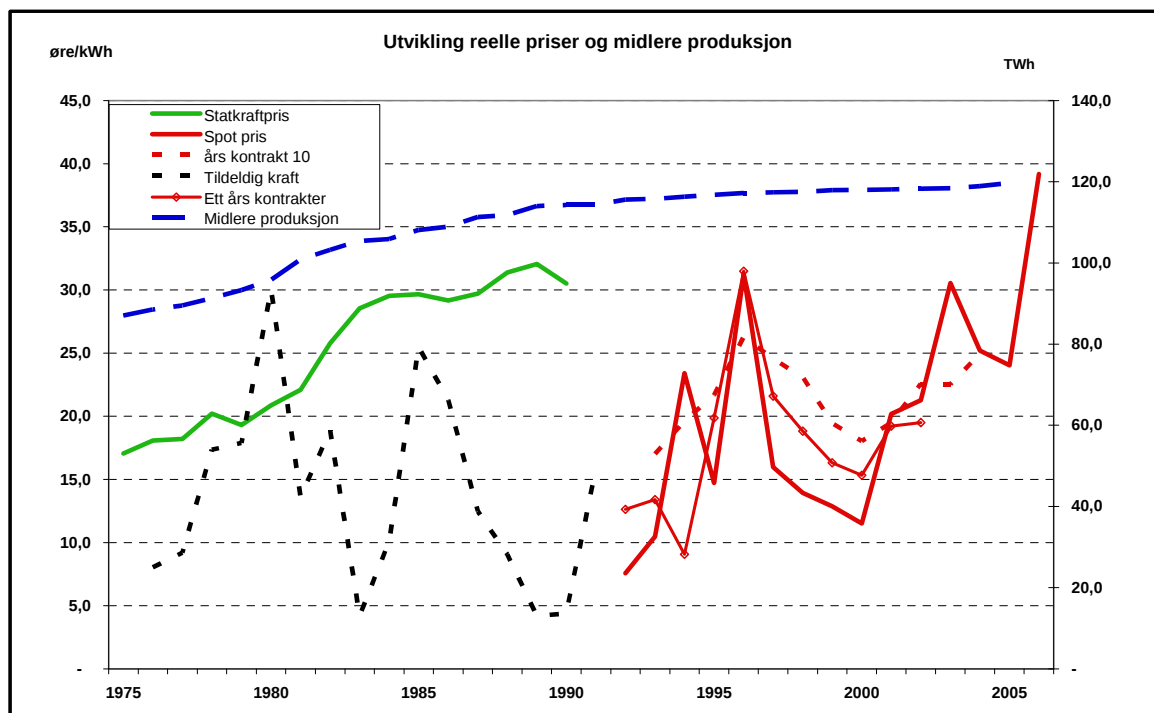
Kraftprisene spiller en helt annen rolle i dagens kraftmarked enn de gjorde i begynnelsen av perioden vi har fokusert på her. Før 1990 ble prisene basert på langsiktig grensekostnad – det var et eksplisitt mål ved Stortingets årlige fastsettelse av den såkalte Statskraftprisen at denne skulle nærme seg langsiktig grensekostnad. Prisen skulle dels sørge for budsjettbalanse i Statskraftverkene, og dels forberede kjøpersiden på at etterspørselsvekst ville ha sin pris. Statskraftprisen var normdannende for resten av sektoren. Ikke bare brukte mange everk endringen i Statskraftprisen som utgangspunkt for hvordan de selv ville endre sine priser fra ett år til det neste, men i mange engros-kontrakter var det avtalt at kraften skulle leveres til Statskraftprisen, eventuelt justert med en relevant faktor eller et påslag. Enkelte everk kunne tillate seg å ligge under Statskraftprisen – det var fordi de hadde det som siden ble kalt rimelig "blande vann". Uttrykket henviser til at de hadde en gjennomsnittlig selvkost for sin produksjon som lå under Statskraftverkene gjennomsnittlige selvkost. Enkelte verk hadde imidlertid relativt kostbare utbygginger bak seg, og disse strevde med at Statskraftprisen var i laveste laget for å sikre dem kostnadsdekning.

Selv om historien viser betydelig tautrekking mellom offentlige myndigheter og industrien om prisfastsettingen, samt ulike tilpasninger (for eksempel i 1976 hvor avkastningskravet ble redusert fra 7% til 5% slik at prisen kunne settes lavere) var i hvert fall utgangspunktet for prisen langtids grensekostnad. På den måten kunne kjøpersiden tilpasse sitt aktivitetsnivå til "ekspansjonskostnaden" for systemet. Men på den annen side sikret dette prissettingsprinsippet også at en rekke investeringer i stor grad fremstod som lønnsomme per definisjon.

Med utviklingen av et marked med fri prisfastsettelse og med overkapasitet i produksjonen, var det naturlig å forvente fallende priser i forhold til tidligere år, hvor den viktigste prisen ble fastsatt av Stortinget (lik langtids grensekostnad for produsentene). Men det er ikke bare prisene etter 1990 som var lave. Allerede på 1970-tallet fantes det markedsbestemte priser på såkalt tilfeldig kraft.³ Venstre del av Figur 4.1 nedenfor viser hvordan denne tilfeldigkraftprisen hadde en kraftig fluktuerende, men klart fallende trend samtidig som Statskraftprisen var stabilt stigende. Et tankekors, i etterpåklokskapens navn, er at til tross for en kraftig reduksjon i prisen på tilfeldig kraft i perioden 1980-1990, fastsatt i et lite men dog faktisk marked (mindre enn 10 % av energien ble omsatt her), økte realprisen på fastkraft med nesten 50 % i samme periode. Dette bidrar til å illustrere at historisk utvikling i produksjonsvolum før 1990 på langt nær var markedsbestemt eller styrt av en samlet vurdering av faktisk tilbud og etterspørsel.

Etter 1990 er det et kraftig fall i prisene som overtok Statskraftprisenenes rolle, nemlig spotprisen og prisen for ettårskontrakter. Spotprisen fortsatte nærmest der tilfeldigkraftprisen sluttet, mens prisen på kontrakter 12 måneder frem i tid kretset omkring spotprisen. Dette er naturligvis ikke bare tilfeldig – kapasitetsveksten frem til 1990 kunne før reformen bare komme til uttrykk i tilfeldigkraftprisen. Men etter reformen kunne ubalansen mellom tilbud og etterspørsel komme til uttrykk i alle priser. Med fallende priser vil naturligvis også lønnsomheten av investeringer i ny utbygging reduseres, ikke minst hvis de gjenværende potensielle utbyggingsprosjekter også er forbundet med stadig høyere utbyggingskostnader, se kapittel 5.

³ Tilfeldig kraft kan oppfattes som produksjon utover den såkalte bestemmende produksjonen. Den het tilfeldig fordi den ikke kunne regnes med i det faste volumet som er tilgjengelig i (nesten) alle år. Navnet kommer antagelig fra det svenske ordet "tillfälligt" som betyr midlertidig. Hvorfor det er oversatt til tilfeldig og ikke midlertidig er uklart, men fremstår nå som en inkurie.



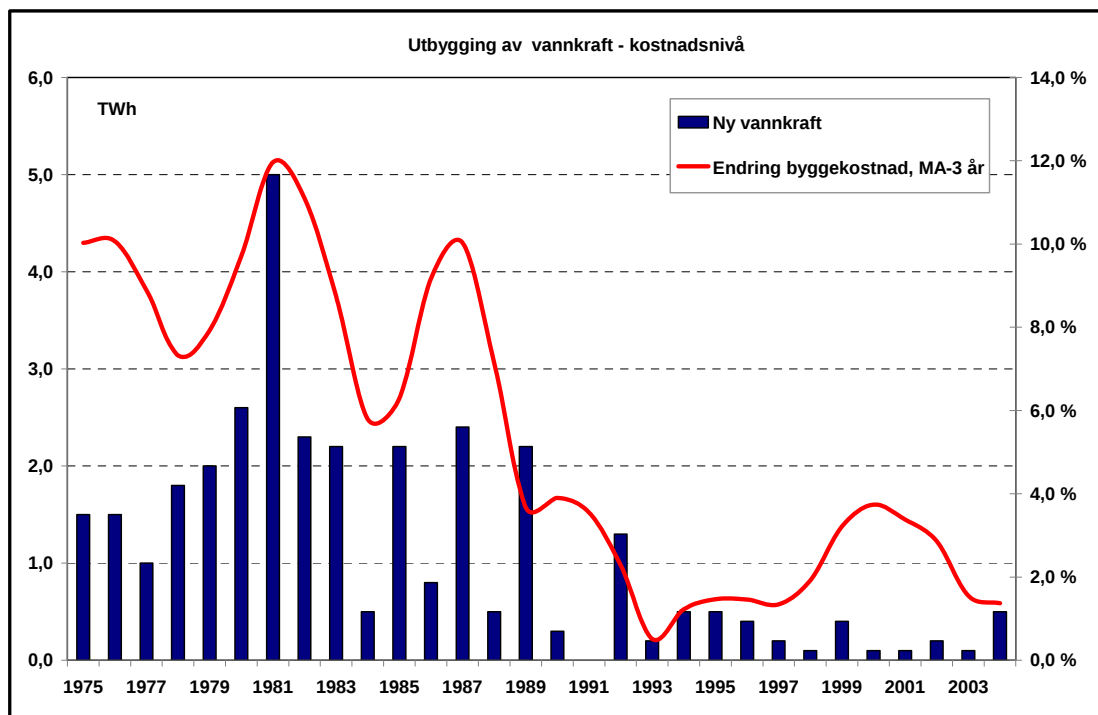
Figur 4.1 Midlere produksjon og realpriser (2006) (kilder: NVE, OED, Nord Pool og SKM)

Figur 4.1 viser en oversikt over historiske Statskraftpriser, tilfeldigkraftpriser, spotpriser og priser på kontrakter med ett og ti års varighet, sammen med utviklingen i midlere produksjonskapasitet. Figuren viser en relativt klar sammenheng mellom utviklingen i Statskraftpriser og midlere produksjonskapasitet. Prisene før 1990 er som nevnt basert på kostnadsdekning for produsentene. Med prognoser for økt forbruk, måtte produksjonskapasiteten økes. Det er videre rimelig å anta at de mest lønnsomme prosjektene ble først bygget ut, selv om det nok finnes mange eksempler på unntak fra dette. Prisene etter 1990 viser fluktuasjoner omkring en stigende trend. Fluktuasjonene må i hovedsak tilskrives variasjoner i tilsig og produksjonskostnader i termiske kraftverk, mens den stigende trenden er et rimelig uttrykk for tiltagende knapphet.

5 Kapasitet og kostnader

Figur 5.1 og Figur 5.2 viser den årlige utbyggingen av vannkraft sett i forhold til kostnadsnivået for bygging av kraftanlegg (SSBs byggekostnadsindeks) og rentenivået (her representert ved 5-års statsobligasjon, ST4X). I forhold til å oppnå lønnsomhet i

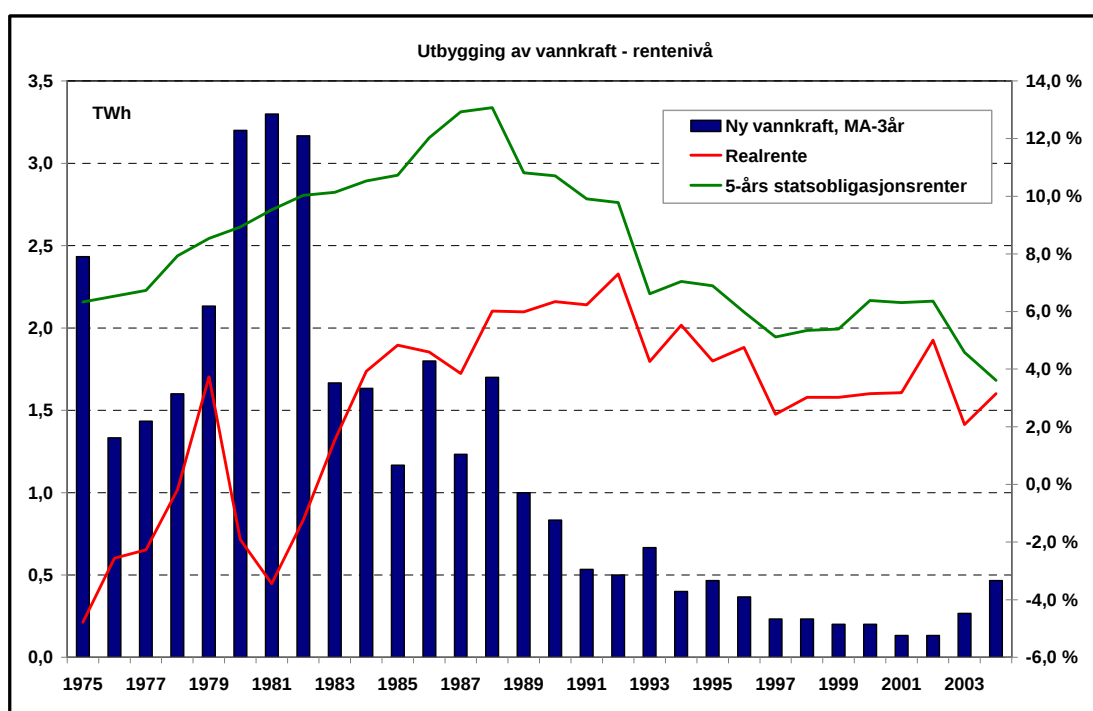
et kraftutbyggingsprosjekt, bør man forvente at kraftutbyggingen er størst når kostnadene relativt sett er lavest. Tilsvarende vil et lavt rentenivå gi billigere prosjektfinsiering og bør følgelig kunne bidra til å utløse nye utbyggingsprosjekter.



Figur 5.1 Utbygging av ny vannkraft og kostnadsnivå (kilde: SSB).

Generelt kan det sies at det er vanskelig å finne en entydig sammenheng mellom utbyggingen av vannkraft og endring i kostnads- og rentenivå. Utviklingen i kostnadsnivået synes "å følge" utbyggingen i ny produksjonskapasitet. Når utbyggingen er høy, er kostnads- og rentenivået økende/høyt. Dette virker ikke uten videre logisk, men årsaksforholdet er antagelig også sammensatt. En vesentlig forklaring er trolig at kostnads- og rentenivået historisk (før Energiloven) har vært av underordnet betydning ved investeringsbeslutninger, i og med at oppdeckingsplikten har diktert utviklingen. I en viss forstand ble det nok lagt til grunn at det "fikk koste hva det koster". En annen forklaring kan være at det ofte har vært langt tidslag mellom beslutning og ferdig utbygd produksjonskapasitet, og at det relativt høye kostnadsnivået figurene antyder for første del av perioden kan bidra til å forklare den lave aktiviteten i siste del av perioden. Et tredje moment kan også være at den høye investeringsaktiviteten i kraftsektoren, som varte helt fra 1950-tallet og ikke

kulminerte før vi nådde 1990-tallet, kan være en medvirkende årsak til det høye kostnadsnivået. Det foreligger i hvert fall anekdotisk bevis for at prisfallet for turbiner, aggregater og annet utstyr for kraftutbygging på 1990-tallet i stor grad hang sammen med at sviktende ordreinngang for denne industrien tvang frem tildels betydelige kostnadsreduksjoner blant leverandøren, ikke bare i Norge men på global basis (se [4]).



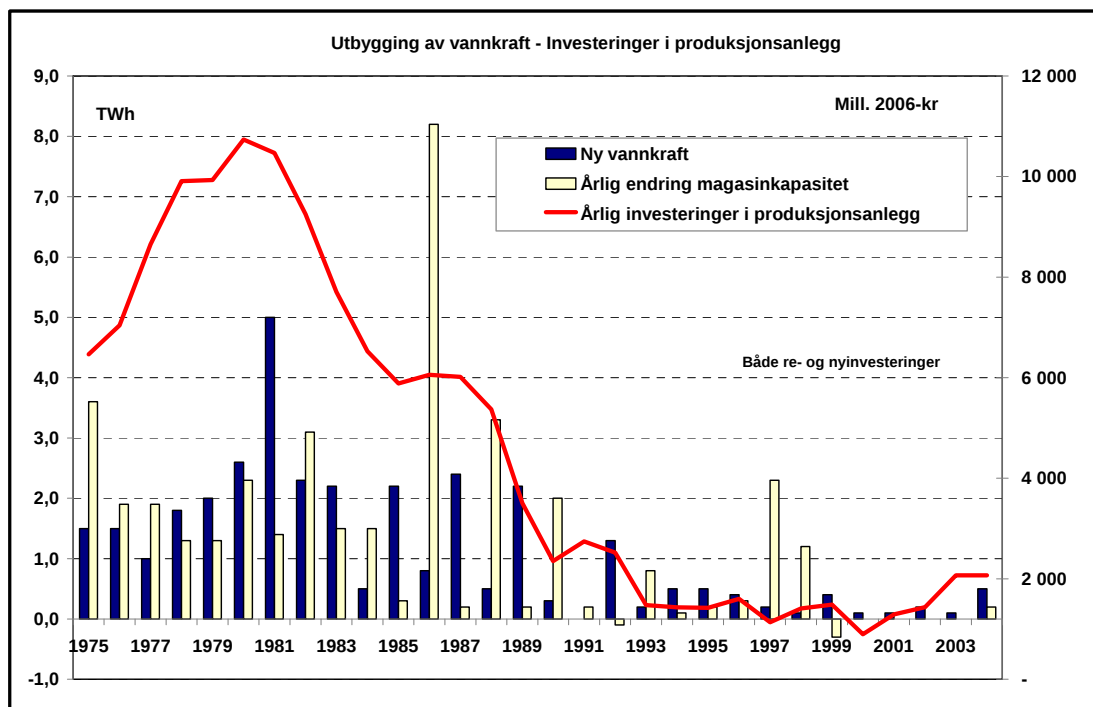
Figur 5.2 Utbygging av ny vannkraft og rentenivå (kilder: Norges Bank og SSB).

I den grad vi kan finne en forventet sammenheng mellom utbygging av ny produksjon og kostnads- og rentenivået, finner vi den i den siste femårsperioden. I de siste fem årene er det minst utbygging i de årene som har størst prisøkning/høyest rentenivå.

Det er selvfølgelig meget vanskelig og tvilsomt å konkludere særlig bastant basert på resultatene i Figur 5.1 og Figur 5.2, men figurene indikerer at lønnsomheten i kraftutbyggingsprosjektene har blitt viktigere med tiden. Her er det imidlertid viktig å huske at kostnadssiden er bare en av sidene i regnestykket. Det hjelper lite med lavt rentenivå, dersom kraftprisen er veldig lav.

Et annet utgangspunkt for å vurdere kostnadsnivået, er å sammenligne de faktiske investeringsbeløpene i produksjonsanlegg med kraftutbyggingen, se Figur 5.3.

Ulempen med tilgjengelige tallserier for dette, er at de omfatter både ny- og reinvesteringer. Det er derfor ikke to rene størrelser som sammenlignes.



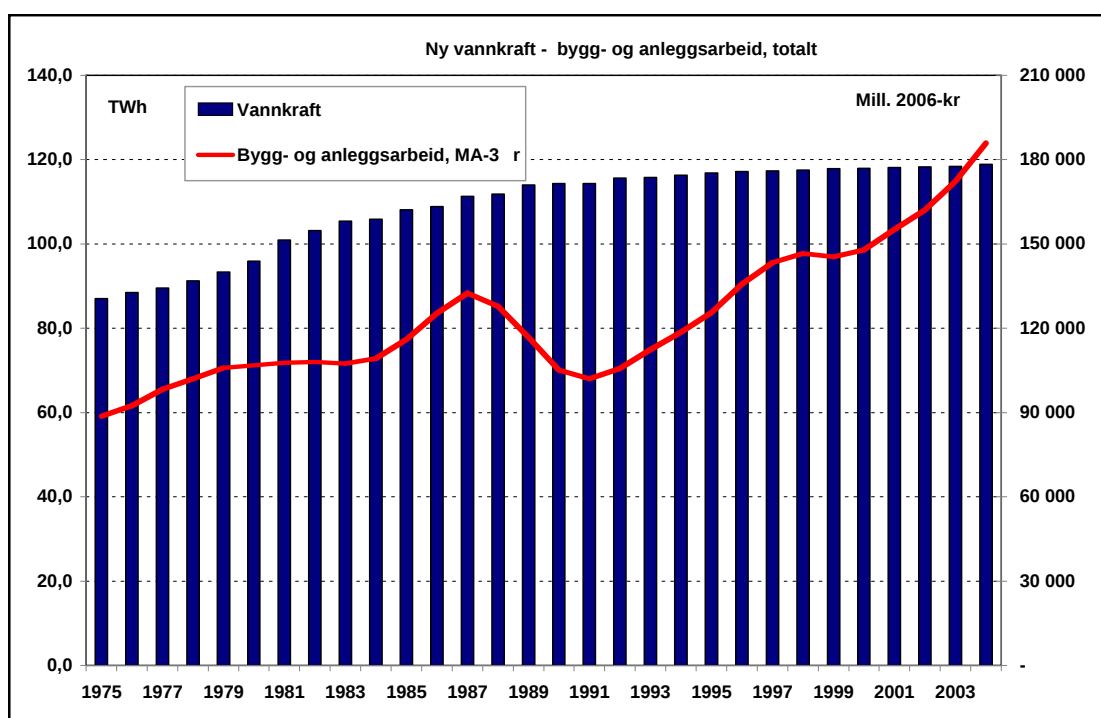
Figur 5.3 Årlig utbygging av ny vannkraft og magasinkapasitet sett i forhold til årlige re- og nyinvesteringer i produksjonsanlegg (kilde: SSB, NVE).

Det er stor grad av sammenheng mellom årlig utbygging av vannkraft og investeringer i produksjonsanlegg. På et vis er dette rimelig, men tallene inkluderer som tidligere nevnt både re- og nyinvesteringer. En måte å forstå dette på kan være at produksjonskapasiteten har blitt økt både gjennom opprusting og utvidelser av eksisterende anlegg og ved helt nye anlegg. På grunn av at tallene omfatter både re- og nyinvesteringer, er det vanskelig å si hva gjennomsnittlig utbyggingskostnad (kr/kWh) for nye produksjonsanlegg har vært, men som en referanse i Figur 5.3 kan det trekkes frem at skaleringen av aksene tilsvarer 2 kr/kWh. Dette betyr at så lenge linjen med årlige investeringer er høyere enn stolpene som viser årlig kraftutbygging, er "utbyggingskostnaden" høyere enn 2 kr/kWh.

Det er ellers interessant å merke seg at det på 2000-tallet ikke har vært nevneverdig økning i magasinkapasiteten. Figur 5.3 antyder at mens det frem til ca 1990 var en relativt balansert økning i produksjons- og magasinkapasitet, har "korrelasjonen"

mellem disse avtatt frem mot våre dager. Figuren viser en økning i 2004. Ut fra prosjekter som er under utbygging vet vi og at det blir en viss økning i magasinkapasiteten fremover.

I Figur 5.4 vises en annen "konjunktur"-størrelse, nemlig verdien på bygge- og anleggsarbeid totalt (NB! Investeringer i produksjonsanlegg er inkludert i denne). En sammenligning av disse to størrelsene er et annet mål på i hvilken grad kraftutbyggingen i Norge har vært konjunkturavhengig.



Figur 5.4 Akkumulert utbygging av vannkraft og bygg- og anleggsarbeid, totalt.

Det er relativt lik utvikling i denne størrelsen som i BNP (se kapittel 3.3), men vi kan se en markert nedgang etter at "jappetiden" som toppet seg i 1987-88. Fra 1991 er utviklingstrenden temmelig lik BNP. I forhold til kraftutbygging, er derfor konklusjon at den ikke har vært særlig konjunkturavhengig. Det er andre momenter som har vært bestemmende. Men figurene antyder heller ikke at kraftutbygging har fortrent andre investeringer i Norge – det ville nok være overdrevent å antyde at oljeinvesteringene har vært mulig fordi kraftutbyggingen har bremsset opp.

6 Andre relevante faktorer

6.1 Realopsjonsteori

Tradisjonell lønnsomhetsanalyse for vannkraftutbygging baserer seg i de fleste tilfeller på nåverdiberegning. Med den relativt sett høye kraftprisen vi har sett i de senere år, burde bruk av nåverdi for å beregne lønnsomheten i nye kraftutbyggingsprosjekter tilsi at flere prosjekter hadde blitt igangsatt. Dette har ikke vært tilfellet. Kjærland [2] bruker en realopsjonsteoretisk angrepsvinkel til å forklare dette faktumet. I forhold til målet med dette prosjektet er det derfor interessant å se litt nærmere på hva som ligger i begrepet realopsjonsteori.

En opsjon er en rett, men ikke en plikt, til å kjøpe (call-opsjon) eller selge (put-opsjon) en aksje, aksjeindeks, valuta, råvare eller lignende. En kraftprodusent som har fått en konsesjonssøknad innvilget har dermed en call-opsjon – kraftprodusenten kan velge å investere i (kjøpe) ny produksjonskapasitet nå, eller utsette det til senere, eller velge å avstå fra investering. Denne valgmuligheten eller fleksibiliteten har en verdi. Realopsjonsteori tilbyr et verktøy for å beregne verdien knyttet til denne fleksibiliteten. Teorien har forskjellige anvendelsesområder, men den er særlig aktuell med disse forutsetningene til stede [3]: Investeringene er helt eller delvis irreversibel (eks. er det problematisk å bruke et produksjonsanlegg til noe særlig annet enn til å produsere kraft). Videre er det stor usikkerhet knyttet til fremtidig inntjening. Dette er i høyeste grad tilfellet for elektrisk kraft, med stor volatilitet i pris. Til slutt må kraftprodusenten bestemme seg for tidspunkt for investeringen. Med stor grad av usikkerhet til stede, er dette naturlig nok en vanskelig å beslutning å ta: Er det best å investere nå eller vil det være mer gunstig om 2 år?

Hvilke momenter er med på å underbygge kompleksiteten i en investeringsbeslutning innen kraftproduksjon? Prisen er allerede nevnt. Et annet moment er usikkerhet i tilsig og muligheten for at ny kunnskap i fremtiden vil kunne gi et bedre grunnlag for å foreta en riktigere beslutning. Et glimrende eksempel på politisk usikkerhet, er støtteordningen til vindkraft som nylig ble fastsatt til 8 øre for hver kWh som produseres. En aktuell problemstilling for en potensiell vindkraftprodusent er om økt miljøfokus vil presse denne støtten oppover i årene som kommer.

Dersom vi beveger oss noen år tilbake i tid, kan vi hente flere eksempler. Realopsjonsteori var ikke et begrep før på 1990-tallet, men beslutningstagere innen kraftbransjen anvendte allikevel realopsjonsteori i praksis (uten å vite det). Usikkerhetsmomenter av relevans for beslutning om utbygging var blant annet

endrede prinsipper for prisfastsetting, bedrede utvekslingsmuligheter/overføringskapasitet, teknologisk utvikling, nye beregningsmåter/ økt kunnskap, naturverninteresser og politikk for å nevne noen. Et eksempel er utbyggingen av Eidfjord [1], hvor beregningsmetodikken for ekstremt høytregulerte magasiner trekkes frem som et usikkerhetsmoment. På den tiden var beregningsmetodikken under utvikling.

Alternativkostnaden knyttet til å investere i dag fremfor å vente, må synliggjøres i lønnsomhetsberegningen. Momentene som er trukket frem ovenfor, er derfor med på å underbygge nytten av realopsjonsteori i tilknytning til utbygging av ny kraftproduksjon.

6.2 Konsesjonsrisiko

Konsesjonsbehandling ved kraftutbygging er en omfattende prosess. Det er en rekke sider ved en utbygging som skal vurderes: Hydrologi, tilsig, vannføring, arealbruk, konsekvenser for natur, landskap og biologisk mangfold, økonomi, bygging av infrastruktur (veg og nett) frem til kraftstasjon for å nevne noe. Det er derfor mange kriterier som må være oppfylt for at en utbygger får gjennomslag for sin søknad. Generelt sett er det grunn til å anta at jo større en utbygging er, jo større vil konsekvensene være, jo lengre tid vil en konsesjonsbehandling ta og desto større er sjansen for at det vil komme innsigelser mot en utbygging.

I dag er gjennomsnittlig behandlingstid for konsesjon for kraftutbygging 1 - 1,5 år, men det kan ta vesentlig lengre tid. Stort sett dreier dette seg om småkraftverk eller reinvesteringer i gamle kraftverk der det er mindre endringer i forhold til slik kraftverket er i dag. Historien om Statkraft [1] inneholder mange interessante beskrivelser av prosessen knyttet til de enkelte utbygginger. Disse beskrivelsene gir helt klart en indikasjon på tidkrevende prosesser. Eksempelvis nevnes utbygging av Kobbelv første gang i 1971 i forbindelse med planer om industrietablering i Glomfjord. Vedtak om utbygging skjer i 1981 og kraftverket står ferdig i 1987, dvs. et spenn på 16 år. Hvor lang tid selve konsesjonsbehandlingen tok for utbyggingen av Kobbelv vites ikke, men det som er helt klart, er at konsesjonsbehandlingen legger føringer for mye av planleggingsarbeidet i forkant. I den forstand starter konsesjonsprosessen lenge før konsesjonssøknad (eller melding) sendes til konsesjonsmyndighetene.

Historien forteller også at store kraftutbygginger virker som magneter på politikere. Det er mange politiske slag som følger med på lasset når det er snakk om fordelingsspørsmål, sysselsetting og miljøkonsekvenser. Utbygging av kraft i regi av

Statskraftverkene var helt avhengig av bevilgninger via statsbudsjettet for å kunne gjennomføres [1]. Stikkord som tilleggsbevilgninger, stadige kostnadsøkninger og budsjettoverskridelser var betegnende for økonomien i kraftutbyggingen i Statskraftverkene på 70- og 80-tallet.

En annen side av saken var sysselsetting og motkonjunkturpolitikk. I perioder med lavkonjunktur stimulerte staten til økt aktivitet innen blant annet kraftutbygging gjennom økte bevilgninger over statsbudsjettet for å opprettholde sysselsettingen.

Fordeling av eierandeler i kraftverkene er ytterligere en "politisk" side av en kraftutbygging. Det er derfor riktig å si at innslaget av politiske motiver i beslutninger om kraftutbygging spilte en viktig rolle – særlig i den første delen av den perioden vi studerer.

Politikk forklarer mye i forhold til å forstå utviklingen i produksjonskapasitet. En annen viktig forklaringsfaktor er naturverninteressene, som siden har blitt en viktig del av politikken generelt. De miljømessige konsekvensene og naturvern, er og har vært viktige og bestemmende faktorer for kraftutbygging. Opprettelse av nasjonalparker har vært et av momentene som har lagt føringer for kraftutbygging. Vern av Hardangervidda er bare ett eksempel der miljøinteresser har medført at kraftutbyggingsplaner har blitt skrinlagt. Ved andre kraftutbygginger, eks. Øvre Otta, har utbygger vært nødt til å godta redusert utbygging.

Politikk og miljøvern tilbyr mye i forhold til å forstå utviklingen i produksjonskapasitet, men hvorvidt de kan sies å være beslutningskriterier eller rammevilkår for kraftutbygging – det er langt på vei en smakssak.

7 Sammenfattende vurdering

Energiloven fra 1990 endret motivasjonen for investeringsbeslutninger. Tidligere investerte kraftselskapene når de mente det var nødvendig for å holde tritt med forbruket, men fra nå av kom økonomiske risikobetraktninger til å spille en større rolle: Er det forretningsmessig fornuftig å investere i dette prosjektet?

Til tross for denne nokså radikale omleggingen, som ikke minst utfordret det etablerte tankesettet i nær sagt hele bransjen, viser tallene vi har innhentet at produksjonskapasiteten i Norge har økt med ca 7.5 TWh årlig produksjonsevne siden 1991.⁴ Rett

⁴ Anslagsvis 2-3 TWh av disse 7.5 ble besluttet på 1980-tallet. Samtidig er det pr juni 2007 1.7 TWh vannkraft under utbygging i Norge, samt "noen" TWh gass- og vindkraft. Dette indikerer at *investeringsbeslutningene* siden 1991 er større enn 7.5 TWh årlig produksjonskapasitet.

nok er dette bare ca halvparten av forbruksveksten i samme periode, men det innebærer en kapasitetsøkning på omlag 7 %. I tillegg kom en betydelig investeringsvilje til uttrykk ved at en rekke av de etablerte selskapene investerte relativt betydelige summer i "brukte kraftverk" – ikke bare Statkraft, men også mange av fylkesdominerte selskapene har betalt tildels friske summer for å kunne overta etablerte selskaper. I disse transaksjonene har både nett, omsetning og produksjon vært ettertraktet. Spesielt utenlandske kjøpere har stått parat til å investere betydelig i norsk produksjonskapasitet, men usikkerhet (håp?) om hjemfallsinstituttets fremtid har ført til relativt avventende investorer. Dette etterlater et inntrykk av at vi kanskje i større grad har manglet investeringsmuligheter mer enn investeringsvilje.

Ikke desto mindre kan det slås fast at den årlige veksten i produksjonskapasiteten har falt kraftig over 30-års perioden vi studerer. Litt omtrentlig kan endringen tidfestes til siste del av 1980-tallet og fremover. Det er naturlig å peke på en rekke årsaker, ikke bare energiloven:

- Tradisjonelt ble kapasitetsplanlegging i kraftsektoren gjort med utgangspunkt i begrepet fastkraft: Det alminnelig forbruket i husholdninger, offentlig sektor og private virksomheter samt det meste av kraftintensiv industris forbruk ble oppfattet "fast" og måtte dekkes av et tilsvarende volum fastkraftproduksjon. Fastkraftproduksjonen ble definert som den produksjon en kunne regne med i 27 av 30 år i en bestemt tilsigsserie. I de 3 andre årene måtte balanse sikres ved hjelp av import og eventuelt redusert forbruk. En slik strategi gir nødvendigvis et forventet overskuddstilbud i forhold til det antatte fastkraftforbruket. Med mindre det utvikles fleksibilitet på etterspørselssiden (innenlands og/eller utenlands) til å absorbere "overskuddstilbudet", vil det lede til avsetningsproblemer for selgersiden. Mot slutten av 1980-tallet var det akkurat det som skjedde: Prisen på tilfeldigkraft falt som en sten og enkelte utbyggere hadde betydelige problemer med å få solgt ny produksjon til priser omkring selvkost.
 - o Norsk Hydro var blant de som på slutten av 1980-tallet innså at den forventede produksjonen var så stor i forhold til normalt forbruk, at risikoen ved ikke å tegne fastkraftavtale for deler av forbruket var relativt beskjedne. Som medlem av Samkjøringen kunne Hydro i stedet kjøpe kraft i markedet for tilfeldig kraft (så lenge behovet ikke var "permanent") – den hadde selvsagt samme kvalitet, men ingen sikkerhet mot prisoppgang. Den tradisjonelle tenkningen om fastkraft og egendekning kom dermed under press. Bestemmende år ble erstattet med forventet produksjon.

- o Hydros grep skjedde samtidig med at Energloven ble utformet, i 1988-1990. Den "nye" tenkningen materialiserte seg ved at oppdekningsplikten ble fjernet. Everkene fikk selv ta stilling til hvordan de ville forsyne sine kunder. Om de ville sikre seg langsiktig stabile priser, ligge helt kortsiktig mot spotpriser eller en blanding var et kommersielt spørsmål som everkene fikk løse i relasjonene med sine kunder og med sine eiere.
- I kjølvannet av den norske "holdningsendringen" vedrørende bestemmende år, ble internasjonal handel med kraft i større grad allment akseptert. Her har temmelig sikkert mange forhold spilt inn, ikke minst EU-landenes nye giv for et indre marked for alle varer og tjenester. Som en konsekvens av dette var det ikke lenger noen vederstyggelighet å importere kraft mer eller mindre systematisk. Da ble det også slik at importkonkurranse var et reelt begrep ved vurdering av lokale investeringer. Utover på 1990-tallet var det svært tydelig for enhver potensiell investor at den kortsiktige problemstillingen i kraftmarkedet ikke var om det var mulig å importere kraft, men hvordan man skulle klare å eksportere den produksjonen en ikke fikk solgt hjemme.
- Allerede fra 1980-tallet ble det i flere sammenhenger poengtert at kraftforbruket i Norge neppe ville vokse like hurtig i fremtiden som det hadde vokst siden andre verdenskrig. Inntektsutvikling ville trekke i retning av stigende forbruk, men energieffektivisering og teknologisk utvikling ville trekke i motsatt retning. En viss utflating i forbruksveksten var dermed lagt til grunn allerede før energiloven fikk sin utforming.
- Den mest direkte virkning av energiloven med tanke på investeringsadferd, var at investor ikke lenger kunne skyve risiko for feilinvesteringer over på fastkraftkunder. Beslutningstagere måtte selv bære ansvaret for å finansiere investeringer og for feilslått innkjøpspolitikk. Det siste ble svært tydelig for et par everk som hadde forpliktet seg til innkjøp på priser deres kunder ikke ville betale – og hadde mulighet til å velge bort ved å henvende seg til en annen leverandør. I denne sammenheng er det viktig å huske essensen i realopsjonsteori, som tilsier at det kan være rasjonelt å utsette investeringer selv om nåverdien av et prosjekt med dagens priser og forutsetninger fremstår som positiv, dersom utsettelse kan bringe ny informasjon som er essensiell for beslutningen.
- Helt fra Mardøla-aksjonene, støyen rundt utbyggingen i Aurlandsdalen og ikke minst bråket omkring Alta-utbyggingen har det stått klarere og klarere for investor at miljøkonfliktene ved kraftutbygging er betydelige, og at det ikke

alltid er opplagt i hvilken favør et konsesjonsspørsmål vil bli avgjort.

Miljøpolitikken begrenser (rimeligvis) produsenters handlefrihet. Det betyr også at det i stigende grad har blitt usikkert om det er verdt å bruke ressurser på en konsesjonssøknad for et potensielt prosjekt. Dette forholdet er ikke knyttet til energiloven.

- Diskusjon om gasskraft har lange tradisjoner i Norge. Allerede på 1980-tallet forelå relativt konkrete planer om gasskraftverk, som kunne gi en betydelig endring av de stokastiske egenskapene for kraftforsyningen. Flere prosjekter har i mange år allerede hatt konsesjon for utbygging, sågar uten krav om CO₂-rensing (men gjerne med risiko for fremtidige kvotekostnader på investors hånd). Et hovedproblem har for nær sagt samtlige prosjekter vært at forholdet mellom oppnåelig gasspris og påregnelig kraftpris (spark spread) stort sett ikke har vært gunstig. Eksempelvis var utsiktene for å kunne ta en positiv investeringsbeslutning for Energiverk Mongstad lenge svært dårlige. Men da beslutningen skulle treffes i 2006, traff man nok et gunstig tidspunkt der kraftprisen var uvanlig høy (på grunn av svært høy CO₂-pris) uten at gassprisene hadde rukket å bli tilsvarende høye. Om vi her står overfor et mer kronisk problem der gasselger og utvikler av gasskraftverk ikke klarer å finne kontraktsformer der gass- og kraftpris-risiko allokeres på en hensiktsmessig måte skal være usagt. Men det kan være nyttig å minne om budskapet fra realopsjonsteorien, som peker på at risiko faktisk er en kostnad og at slike kostnader materialiserer seg ved at investeringsprosjekter tilordnes en reservasjonspris som ligger høyere enn en ren selvkostkalkyle uten hensyn til risikokostnader tilsier.

Samlet sett viser vår analyse at det er mange årsaker til at investeringsutviklingen har vært slik vi kan se den i statistikken. Energiloven er en av disse – internasjonalisering, handelsmuligheter, risikokostnader er andre relevante faktorer.

Referanser

- [1] Nilsen, Y. og Thue, L.: "Statens kraft 1965-2006", Statkrafts historie, bind III, Universitetsforlaget, 2006.
- [2] Kjærland, F.: "Lavt investeringsnivå i mer kraftproduksjon – hva kan være årsaken?", artikkel i Økonomisk forum nr 1/2007.
- [3] Dixit, A. and R.S. Pindyck: "Investment under uncertainty", Princeton University Press, 1994.
- [4] Reve, T., T. Lensberg og K. Grønhaug, "Et konkurransedyktig Norge", Tano, 1992.
- [5] Bye, T. and E. Hope, "Electricity market reform – The Norwegian experience" in *Competition and welfare – the Norwegian experience*, Konkurransetilsynet, 2006.