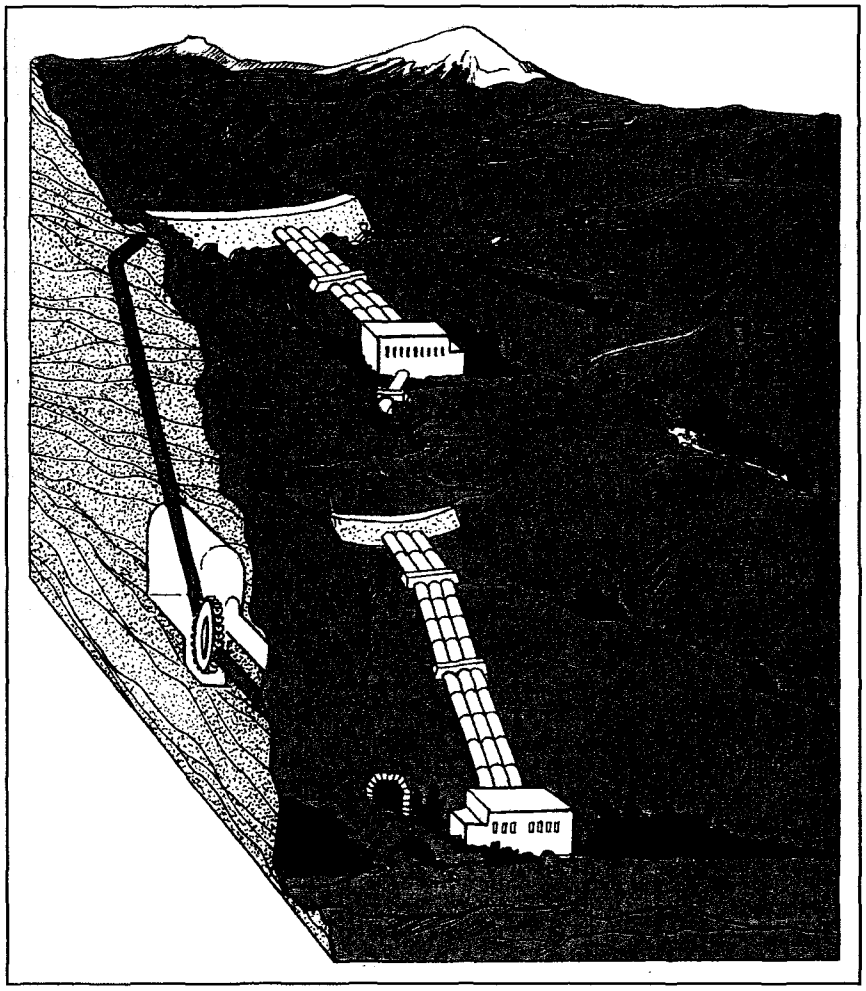
PROSJEKTET

# OPPRUSTING OG UTVIDELSE AV VANNKRAFTVERK

## SLUTTRAPPORT



NOE - NVE - VR - NEVF - SAMKJØRINGEN

NVE
NORGES VASSDRAGS-
OG ENERGIVERK

| TITTEL<br>**OPPRUSTING OG UTVIDELSE AV VANNKRAFTVERK**<br>SLUTTRAPPORT | |
|---|---|
| **FORFATTER / SAKSBEHANDLER**<br>Torodd Jensen Rune Flatby<br>Erik Kielland Halvard Stensby<br>Anders Korvald Sverre Husebye<br>Jan Slapgård | **DATO**<br>04.03.1993<br>**ISBN**<br>82-410-0187-8 |

**SAMMENDRAG**

Rapporten beskriver resultater og konklusjoner fra prosjektet "Opprusting og utvidelse av vannkraftverk" som ble igangsatt etter initiativ fra NOE i 1986 og avsluttet i 1993. Prosjektet har vært ledet av NVE, med en styringskomite med representanter fra NVE, NOE, VR, NEVF og Samkjøringen. Arbeidet er basert på en gjennomgang av landets eksisterende vannkraftsystem i samarbeid med kraftverkseierne.

**ABSTRACT**

The report presents the results and conclusions of the project "Uprating and refurbishment of hydropower plants", which was started in 1986 on the initiative of NOE (the Ministry of Industry and Energy) and concluded in 1993. The project has been headed by NVE (the Norwegian Water Resources and Energy Administration), with a steering committee with representatives from NVE, NOE , VR (the Water System Management Association), NEVF (the Federation of Norwegian Energy Utilities) and Samkjøringen (the Norwegian Power Pool). The work is based on an examination of the the country's hydropower system in cooperation with the plant owners.

**EMNEORD**
Opprusting/utvidelse
Sluttrapport

**SUBJECT TERMS**
Uprating/refurbishment
Final report

**ANSVARLIG UNDERSKRIFT**

Erik Kielland
leder av styringskomiteen

Kontoradresse: Middelthunsgate 29
Postadresse: Postboks 5091, Maj.
0301 Oslo 3

Telefon: (02) 95 95 95
Telefax: (02) 95 90 00
Telex: 79397 NVEO N

Bankgiro: 0629.05.75026
Postgiro: 0803 5052055

## RESULTATER OG KONKLUSJONER

Prosjektet "Opprusting og utvidelse av kraftverk" (O/U-prosjektet) har pågått i NVE's regi siden 1986, på oppdrag fra Olje- og energidepartementet (fom 1.1.1993 Nærings- og energidepartementet (NOE)). O/U-prosjektet sprang opprinnelig ut av St.meld. nr 37 (1984-85) om enøk, som i denne sammenheng er å dekke energibehovet til lavest mulig samfunnsmessig kostnad. Bedre utnytting av allerede utbygde vassdrag er også akseptert som miljømessig bedre enn utbygging av uberørt natur.

Prosjektets to hovedmål har vært:

* Å kartlegge og registrere mulighetene og potensialet for O/U, vurdere alternative løsninger, og rangere dem etter samfunnsmessig nytteverdi og konsekvenser for andre brukerinteresser i vassdraget.

* Å være pådrivere, få prosjektene realisert.

Prosjektet har i hovedsak kommet til å handle om kraftverk hvor det ligger til rette for større ombygginger og utvidelser, med mindre vekt på effektivitetsforbedringer innenfor bestående anleggsdeler. Vi har stort sett tatt for oss det som kan realiseres med dagens teknologi. Teknologiheving og -spredning er blitt en del av FoU-programmet "Effektiv energiteknologi" (EFFEN), som pågår i NFR's regi.

O/U-prosjektet het fra starten av bare "Opprusting av kraftverk", men det viste seg snart at det sjelden var lønnsomt bare å bringe nedslitte kraftverk tilbake i den stand de en gang hadde vært i. Da de ble bygd, ble de tilpasset helt andre forhold i elforsyningen enn dem som gjelder i dag. For å få en opprusting lønnsom, er det som oftest nødvendig å kombinere den med utvidelse. Derfor ble prosjektet omdøpt til "Opprusting og utvidelse av kraftverk", og definisjonen av O/U ble mer omfattende enn mange er klar over.

I de årene O/U-prosjektet har pågått har rammebetingelsene for vannkraftutbygging vært i stadig forandring. Den største endringen kom med innføringen av den nye energiloven i 1991. Samtidig har kraftmarkedet endret seg radikalt pga redusert forbruk i industrien, unormalt milde vintre og mye nedbør.

Vi har forsøkt å gjøre O/U til et "utadvendt" prosjekt, bl.a. ved å trekke utbyggeren aktivt inn så tidlig som mulig. Vår hovedoppgave har vært å rydde hindringer av veien og å motivere. Når dette var gjort, skulle utbyggeren overta detaljplanleggingen. Derfor ble kraftselskapenes tre hovedorganisasjoner, Norges Energiverkforbund (NEVF), Vassdragsregulantenes Forening (VR) og Samkjøringen tatt med i styringskomiteen, sammen med representanter fra NOE og NVE. I arbeidsgruppen var imidlertid alle deltakerne fra NVE.

Vi har lagt vekt på å spre informasjon og kunnskaper til bransjen gjennom konferanser, seminarer, foredrag og publikasjoner. Spesielt bør nevnes de to konferansene som ble arrangert i samarbeid med VR, kraftverkseiere og fylkesmennenes miljøvernavdelinger. Den første gikk i Kristiansund i desember 1988, den andre på Rjukan i november 1991.

Sammendrag av resultater og konklusjoner:

* Gjenværende O/U-potensial er beregnet til 15,6 TWh. Av dette er 0,7 TWh under utbygging.

* En del prosjekter, av forskjellig størrelse, som Storelvvassdraget i Rogaland (1.300 GWh), Skjerka i Vest-Agder (240 GWh) og Gausvikvassdraget i Troms (4 GWh) er under planlegging og kan realiseres innen år 2000 dersom det blir behov for kraften.

* En del prosjekter, de fleste av dem små, er kommet i gang ved hjelp av den statlige tilskuddsordningen for O/U. Det ble bevilget 25 mill kr i 1991, 90 mill kr i 1992 og 15 mill kr i 1993, dvs i alt 130 mill kr til nå.

* Det er lagt fram rapporter fra 22 erfaringsprosjekter (realisert i perioden 1980-92), som beskriver prosjektet, hvorfor man valgte O/U, alternative prosjektløsninger, problemer i planfasen og byggefasen, samt en evaluering av sluttproduktet. I løpet av prosjektperioden (1986-92) er 26 O/U-prosjekter, med en samlet produksjon på ca 1 TWh, realisert.

* Det er utarbeidet 29 demonstrasjonsprosjekter (samlet potensial ca 5 TWh), som gjennom forprosjektfasen skal belyse de forskjellige problemer knyttet til O/U. 3 av dem er bygd ut i prosjektperioden, og 8 er videreført med planlegging for konsesjonssøknad.

* En kartlegging av mulighetene for å utnytte magasinvolumet under laveste regulerte vannstand (LRV), der tappetunnelen ligger lavere, ga som resultat at ca 1 TWh kan tas ut i tørrår, som alternativ til rasjonering eller import.

* Minstevannslipping utgjør et produksjonstap på ca 1 TWh pr år, men knapt 10 % av dette kan innvinnes uten å bryte hensikten med slippingen. Det bør gjennomføres en optimalisering av størrelsen og tidsperiodene for minstevannslipping.

* Levetiden for vannkraftverk med moderne teknologi bør oppgraderes fra 40 år (som i dag brukes i samfunnsøkonomiske beregninger) til et differensiert system som skiller mellom de deler som slites og de som ikke gjør det. F.eks.: Elektro 40 år, maskin 60 år, bygg 100 år.

* Hvis vi vil fremme en bærekraftig utvikling ved å satse på fornybare energikilder, må det tilbys finansieringsordninger tilpasset deres særpreg: Høye investeringskostnader, lang levetid og lave driftskostnader. Krav om høy avkastning over kort tid gjør det vanskelig å utnytte slike energikilder.

* Dagens norske vannkraftteknologi og kunnskapsnivå utnyttes ikke alltid fullt ut når ombygging av gamle eller bygging av nye kraftverk planlegges.

* Det usikre kraftmarkedet sammen med eierforholdene innen et O/U-prosjekt (som ofte kan omfatte flere eksisterende kraftstasjoner) er i dag de største barrierene for O/U. Markedet vanskeliggjør langsiktig planlegging, eierforholdene at hele vassdraget kan behandles under ett. Dette fører til at optimale planløsninger blir lagt til side og erstattet med "skumme fløten"-prosjekter.

* Verdien på effekt er ofte avgjørende for lønnsomheten av et O/U-prosjekt. Norge har et betydelig potensial for levering av effekt til kontinentet, der de varmekraftbaserte systemene har dårlig reguleringsevne. Pumpekraftavtaler med Norge vil gi økt effektverdi i vårt vannkraftsystem, noe som bør tas i betraktning når en vurderer effektutvidelser i forbindelse med O/U-prosjekter.

## INNHOLDSFORTEGNELSE


| | | Side |
|---|---|---|
| 1 | INNLEDNING | 1 |
| 2 | STYRING AV PROSJEKTET | |
| | 2.1 Generelt | 2 |
| | 2.2 Styringskomitéens mandat | 3 |
| | 2.3 Arbeidsgruppens mandat | 3 |
| | 2.4 Gjennomføring og ansvarsfordeling | 4 |
| 3 | FINANSIERING AV PROSJEKTET | 4 |
| 4 | INFORMASJONSSPREDNING - INTERESSESKAPING | |
| | 4.1 Generelt | 5 |
| | 4.2 Konferanser | 5 |
| | 4.3 Seminarer | 5 |
| 5 | OPPRUSTING/UTVIDELSE, DEFINISJONER OG POTENSIAL | |
| | 5.1 Definisjoner | 6 |
| | 5.2 Status for dagens vannkraftverk | 7 |
| | 5.3 Norges vannkraftpotensial | 8 |
| | 5.4 O/U-potensialet | 11 |
| 6 | REALISERING AV O/U-POTENSIALET | |
| | 6.1 Barrierer og virkemidler | 12 |
| | 6.2 Økonomiske rammebetingelser | 15 |
| | 6.3 Beslutningsprosessen | 16 |
| 7 | DEMONSTRASJONSPROSJEKTER | |
| | 7.1 Generelt | 18 |
| | 7.2 Oversikt over demonstrasjonsprosjektene | 18 |
| 8 | ERFARINGSPROSJEKTER | 20 |
| 9 | FLEKSIBEL DRIFT | |
| | 9.1 Minstevannføringsproblematikk | 21 |
| | 9.2 Energiressurser mellom laveste regulerte vannstand (LRV) og laveste tappevannstand (LTV); LRV-prosjektet | 22 |
| 10 | EFFEKTUTREDNINGER | |
| | 10.1 Behov for effekt | 25 |
| | 10.2 Muligheter for effektutbygging | 26 |
| 11 | LEVETID FOR VANNKRAFTVERK | 28 |
| 12 | TEKNOLOGI. STATUS OG MULIGHETER FRAMOVER | |
| | 12.1 Teknologi | 31 |
| | 12.2 Forskningsprogrammer | 33 |
| | 12.3 Statens byggetilskuddsordning for O/U-prosjekter | 34 |

Vedlegg 1 Oversikt over publikasjoner utgitt av O/U-prosjektet.
Vedlegg 2 Oversikt over foredrag holdt i forbindelse med O/U-prosjektet.
Vedlegg 3 O/U-potensialet. Aktuelle prosjekter.
Vedlegg 4 Sammendrag av demonstrasjonsprosjektene.
Vedlegg 5 Sammendrag av erfaringsprosjektene.

Opprusting og utvidelse av vannkraftverk. Kart i målestokk 1:2000000.

# 1 INNLEDNING

Prosjektet "OPPRUSTING OG UTVIDELSE AV KRAFTVERK" ble igangsatt våren 1986 etter initiativ fra Olje og energidepartementet ( fom 1.1.1993 Nærings- og energidepartementet (NOE)). Interessen for opprusting og utvidelse (O/U) hadde blant annet årsak i stortingsmelding nr 37 (1984-85) om enøk. Bedre utnyttelse av allerede utbygde vassdrag er definert som enøk på tilgangssiden og er miljømessig gunstigere enn utbygging av uberørt natur.

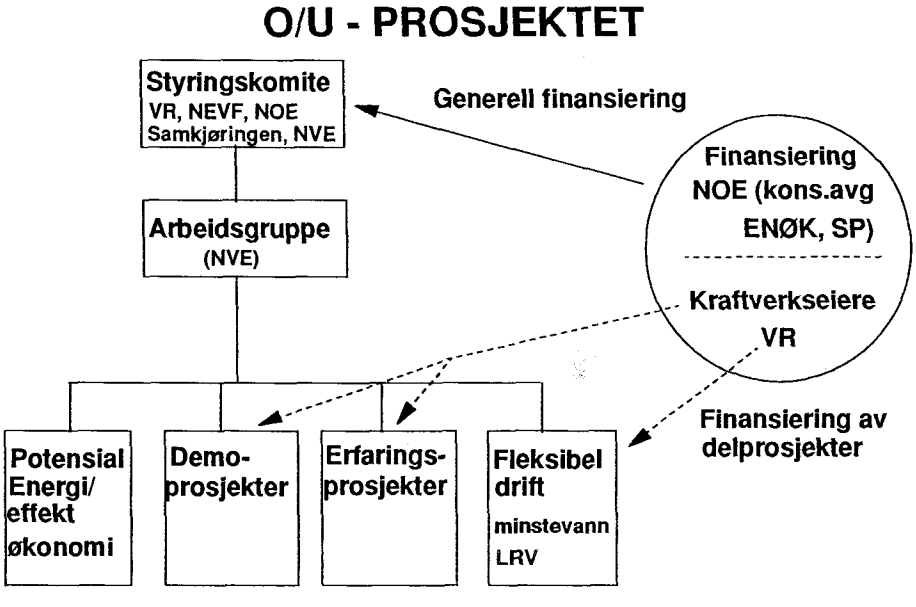
Prosjektet har hatt en styringskomite med representanter fra Vassdragsregulantenes Forening, Samkjøringen av kraftverkene i Norge, Norges Energiverkforbund og NVE. NOE har hatt observatørstatus i styringskomiteen, mens NVE har hatt ansvar for prosjektledelsen.

Prosjektets hovedmål har vært å arbeide for økt interesse for O/U av vannkraftverk. Dette er gjort gjennom:

* utarbeidelse av oversikt over potensialet.
* utredning av prosjekter som er økonomisk interessante og som kan realiseres innen overskuelig framtid (demonstrasjonsprosjekter).
* publisering av erfaringer fra prosjekter som er realisert (erfaringsprosjekter).
* vurdering av barrierer og problemer som hindrer eller forsinker O/U-arbeidet.

Prosjektet har i tillegg lagt vekt på å spre informasjon og kunnskap til energibransjen gjennom konferanser, seminarer, foredrag og publikasjoner.

I prosjektet er opprusting definert som tiltak som kun trenger anleggskonsesjon etter Energiloven. Utvidelse er tiltak som krever vassdrags- og/eller reguleringskonsesjon. Enkelte utvidelser medfører så store endringer, f.eks overføring av uberørte nabovassdrag for å utnytte eksisterende magasiner bedre, at skille mellom nybygging og utvidelse kan være uklar.




**Figur 1** Organisasjonskart

I en periode med lav aktivitet i vannkraftbransjen kan O/U være et viktig bidrag til å opprettholde kompetanse. Det norske kraftsystemet består nesten 100% av vannkraft, og framtidig vedlikehold og utvidelse gjør at det er viktig å opprettholde og videreutvikle kunnskapene for å utnytte ressursene best mulig. Dagens bevisstgjøring omkring miljøproblemer knyttet til fossile brensler kan gi nye betingelser og økt interesse for vannkraften. Satsing på O/U kan i tillegg bidra til at norsk kunnskap og teknologi ligger langt framme og gjøre industri og tjenesteytende næringer konkurransedyktige også på et internasjonalt marked.

Prosjektet har i hovedsak tatt for seg det som kan realiseres med dagens teknologi. Behovet for videre forskning og utvikling tas hånd om i E-forsyningen og NTNFs EFFEN-program.

I løpet av prosjektets gang har rammebetingelsene for vannkraftutbygging vært i stadig forandring. Den største endringen kom med innføring av ny energilov i 1991 som har gjort enkelte av de problemstillingene man registrerte i begynnelsen av prosjektet uaktuelle. Også Verneplan IV (VP IV) og rullering av Samlet Plan (SP), lagt fram av Regjeringen i juni 1992, får betydning for en del O/U-prosjekter.

Det totale budsjettet for prosjektet har vært ca 18 mill kr.

# 2. STYRING AV PROSJEKTET

## 2.1 Generelt

Et hovedmål for prosjektet har vært å skape interesse for O/U. For å trekke bransjen aktivt med i arbeidet ble det derfor etablert en styringskomite med representanter fra NVE og bransjeorganisasjonene. Representasjon og verv er etablert som følger:

Styringskomite:

| | |
|---|---|
| Erik Kielland | NVE (leder) |
| Arne Eiken | Vassdragsregulantenes forening (VR) (nestleder) |
| Edvin Nordrik | Norges Energiverkforbund (NEVF) |
| Magnus Mjelde | Samkjøringen |
| Erling Solberg | NVE |
| Harald Solli | Nærings- og energidepartementet (observatør) |
| Rune Flatby | NVE (sekretær) |

Harald Solli overtok som NOEs observatør etter Kjell Alstad fra 01.05.90.
Rune Flatby overtok som sekretær etter Svanhild Mosebakken fra 01.05.89.

Arbeidsgruppe:

| | |
|---|---|
| Torodd Jensen | NVE-Energiavdelingen (leder) |
| Erik Kielland | NVE-Energiavdelingen |
| Hallvard Stensby | NVE-Energiavdelingen |
| Sverre Husebye | NVE-Hydrologisk avdeling |
| Jan Slapgård | NVE-Energiavdelingen |
| Anders Korvald | NVE-Energiavdelingen |
| Rune Flatby | NVE-Energiavdelingen |

## 2.2 Styringskomitéens mandat

- å vurdere arbeidsprogram, saksbehandling, framdrift, budsjett, regnskap og årsrapport for opprustingsaktiviteten og avgi uttalelser/anbefalinger om de saker som sekretariatet legger fram. (NVE informerer utad og til NOE om disse spørsmål).

- å skape interesse for moderniseringsarbeidet og arbeide for å overvinne/eliminere de barrierer som hindrer at lønnsomme prosjekter blir realisert.

- å vurdere demonstrasjonsprosjekter for opprusting/utvidelse av eldre vannkraftverk, gi råd om realisering og oppfølging av prosjektene, samt vurdere opplegg for informasjon om slike prosjekter overfor elforsyningen og allmenheten.

- å vurdere komitéens mandat og sammensetning og foreslå de endringer som synes hensiktsmessige.

## 2.3 Arbeidsgruppens mandat

Mandatet for både styringskomitéen og arbeidsgruppen ble utarbeidet før den nye energiloven ble innført. Overgang til et markedsbasert kraftsystem har endret forutsetningene for enkelte punkter i mandatet.

- å være NVE's saksbehandlergruppe for opprustings-/utvidelsesprosjektet, kartlegge opprustings-/utvidelsespotensialet og få undersøkt hvordan dette best kan realiseres.

- å beregne kostnad/nytteverdi av opprustings-/utvidelsesprosjekter og gi forslag til tidsmessig innpassing av disse.

- å registrere barrierer som hindrer at lønnsomme prosjekter blir realisert og foreslå tiltak for å elimenere disse.

- å få til et samarbeid med kraftverkseierne om opprustings/utvidelsesprosjektene og prosjekter som kan benyttes som demonstrasjonsprosjekter.

- å få fram oversiktsplaner for demonstrasjonsprosjekter og få belyst opprustingsproblemene.

- å påskynde arbeidet med konsesjonsbehandling for klarerte anlegg, og få til en erfaringsoverføring fra gjennomførte prosjekter.

- å gi informasjon og bakgrunnsmateriale til styringskomiteen, samt bistå denne med befaring av utvalgte prosjekter m.v.

- å gi forslag til arbeidsprogram og årlig budsjett, følge opp arbeidet og utarbeide oversikter og årsrapporter for virksomheten.

## 2.4. Gjennomføring og ansvarsfordeling

Styringskomitéeen har avholdt ca 4 møter i året i tillegg til 1-2 befaringer pr år. Følgende prosjekter er befart; Nedre Drammenselv (Embretsfoss, Kaggefoss, Gravfoss m.m.), Hunsfoss/Vigelandsfoss, Dale, Rekvatn, Leinafoss, Aurland, Skjerka, Rjukan, Svelgfoss, Nedre Nea, Niingen, Innsetverkene, Bardufoss, Lysbotn, Skoddeberg, Hellern, Hakkstabben, Porsa, Hammerfest, Mattisfossen og Alta.

Arbeidsgruppen har fordelt ansvaret for delprosjektene slik:

| | |
|---|---|
| Torodd Jensen | Demonstrasjonsprosjekter |
| Hallvard Stensby | Erfaringsprosjekter og demonstrasjonsprosjekter. |
| Jan Slapgård | Demonstrasjonsprosjekter |
| Erik Kielland | Demonstrasjonsprosjekter |
| Sverre Husebye | LRV og minstevannføring: |
| Anders Korvald | Effektproblemstillinger og økonomisk levetid. Potensialet for småkraftverk. |
| Rune Flatby | Simuleringer og beregning av samfunnsøkonomisk nytteverdi. |

Torodd Jensen har som leder for gruppen deltatt i alle delprosjektene.

Styringskomiteen står som ansvarlig for rapportens endelige utforming.

# 3. FINANSIERING AV PROSJEKTET

Utredninger og kartlegging har i hovedsak vært finansiert med offentlige midler, med noe støtte fra VR til minstevannføringprosjektet. Demonstrasjonsprosjektene og erfaringsprosjektene har vært basert på at kraftselskapene selv skal ha bidratt med ressurser, enten med egne timer eller med midler til konsulent. Et mål har vært at kraftselskapene selv skal ha dekket ca 50 % av kostnadene. Dette har variert noe etter selskapenes egeninteresse i prosjektene. Noen av prosjektene har vært delvis finansiert og gjennomført i forbindelse med SP.

Prosjektets totale budsjett fra 1986 til 1992 har vært på 18,4 mill.kr. Finansieringskildene har vært som følger:

| Finansieringskilde | kr |
|---|---|
| 1885 post 11 | 100 000 |
| 1890 post 70, Enøkmidler | 4 900 000 |
| 1885 post 21, SP | 6 800 000 |
| Konsesjonsavgiftsfondet | 500 000 |
| VR | 100 000 |
| Sum | 12 400 000 |

I tillegg kommer kraftselskapenes egeninnsats som har utgjort ca 6 mill kr. Utgifter til befaringer og møter er dekket av deltakernes organisasjoner og er ikke medregnet. Dette gjelder også arbeidet i styringskomiteen som er anslått til ca 15 månedsverk.

I arbeidsgruppen har arbeidet til dels vært koblet sammen med andre aktiviteter, men medgått tid til O/U-prosjektet er ca 150 månedsverk.

# 4. INFORMASJONSSPREDNING - INTERESSESKAPING

## 4.1 Generelt

Siden 1986 er det hvert år utgitt årsrapporter for å summere opp status i O/U-prosjektet og beskrive arbeidet i det påfølgende år. I 1989 ble det laget en handlingsplan for 1990-1991 og rapport for hele perioden 1986-1989. Denne ble distribuert til alle landets kraftselskaper. I forbindelse med ulike O/U-konferanser både i Norge og i utlandet har representanter fra styringskomitéen og arbeidsgruppen holdt foredrag, se vedlegg 2.

## 4.2 Konferanser

O/U-prosjektet har arrrangert to konferanser i samarbeid med VR, fylkesmennenes miljøvernavdelinger og kraftverkseiere.

Den første konferansen ble arrangert i Kristansund, 6.-8. des.1988. Den andre konferansen ble arrangert på Rjukan, 5.-7. nov. 1991. Formålet med konferansene var å gi informasjon til deltakerne om økonomi, teknikk, miljøvirkninger og energipolitikk i forbindelse med O/U, og å øke tverrfaglig forståelse og samarbeid.

For den andre konferansen var hovedtemaet den første dagen "Miljø og økonomi", den andre dagen "Teknikk, O/U og effektivisering av kraftverk" og den tredje dagen "Utbyggerens beslutningsgrunnlag". Det var i alt ca 270 deltakere på hver konferanse. Foredrag og referat fra paneldebatter og diskusjoner er utgitt av VR.

## 4.3 Seminarer

Seminar om småkraftverk, Olavsgård, 1991.
Seminaret var et en-dags arbeidsseminar der målet var å fokusere på generelle problemstillinger, erfaringer, og mulige løsninger ved planlegging, bygging, drift og finansiering av småkraftverk. På grunn av økende interesse for å ruste opp gamle elvekraftverk på Østlandet, ble det under seminaret lagt mest vekt på spørsmål knyttet til lavtrykksanlegg. Seminaret samlet 46 deltakere og resultatet er presentert i NVE-publikasjon nr 16/91.

Seminar om småkraftverk, Olavsgård, 1992.
Seminaret var et en-dags arbeidsseminar der målet var å fokusere på lavtrykksanlegg knyttet til spesielle problemstillinger, erfaringer, og mulige løsninger ved inntak, turbin og elektrisk utstyr. Rotnes minikraftverk ble benyttet som et arbeidscase under gruppearbeidene. Seminaret samlet 47 deltakere og resultatet er presentert i NVE-publikasjon nr 1/92.

Tidlig i prosjektet ble det arrangert et miniseminar om effekt som en oppfølging av NVE-ES rapport 25/88 om behov og verdi av effekt.

# 5 OPPRUSTING/UTVIDELSE, DEFINISJONER OG POTENSIAL

## 5.1 Definisjoner

Opprusting og utvidelse defineres som tiltak som gir samfunnsøkonomisk bedre utnyttelse av vannfall hvorav en vesentlig del er utbygd tidligere.

Med opprusting menes:

- *å redusere falltapene, bl.a. ved å utvide tverrsnittene i vannveiene.*
- *å modernisere og automatisere kraftverkene for å øke den totale virkningsgrad, redusere driftsutgiftene og forbedre driftssikkerheten.*

Med utvidelse menes:

- *å overføre vann fra hittil ikke utnyttede felt, eller føre vann fra ett felt til et annet som kan nytte det bedre.*
- *å øke eksisterende magasiner eller etablere nye.*
- *å nytte fallhøyden bedre, enten ved å bygge helt nye kraftverk eller ved å heve overvannet og/eller senke undervannet.*
- *å øke maskininstallasjonen for å få mer disponibel effekt under topplast og redusere flomtapene.*

For opprusting er det vanligvis nok med anleggskonsesjon etter energiloven. For utvidelse kreves som regel tillatelse etter vassdrags- eller vassdragsreguleringsloven.

Kraftverk fra 60-årene og tidligere ble bygd med en annen teknologi og tilpasset helt andre forhold i elforsyningen enn dem som gjelder idag. De var ofte ikke tilknyttet et landsomfattende hovednett, og mange større verk var dimensjonert for å forsyne kraftintensiv industri, med lang brukstid.

Ren opprusting (forbedring av virkningsgrad, økt slukeevne, redusert falltap) kan bare gi marginalt energibidrag og er ofte ulønnsomt blant annet pga kostnaden ved driftsstans. Enkelte prosjekter har imidlertid vist seg å være lønnsomme. Bardufossen kraftverk i Troms er et slikt prosjekt. Det er beskrevet i demonstrasjonsprosjekt nr 24 og er nå under ombygging.

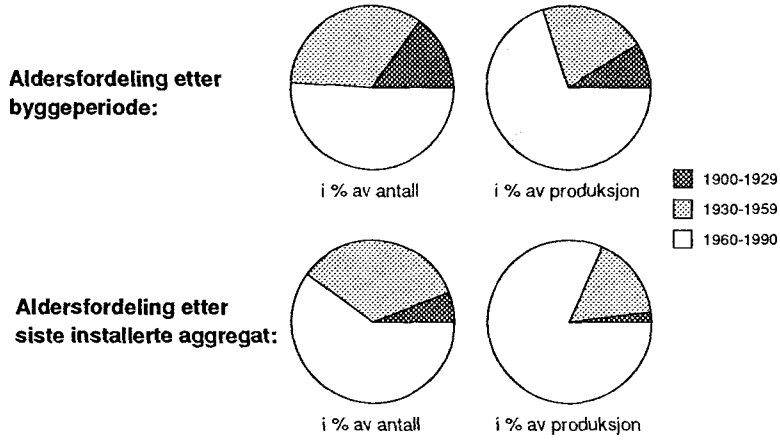
Ved utvidelse, der økning av felt, magasin, fall og ytelse inngår, er bildet et helt annet. Optimale løsninger for slike prosjekter krever ofte at hele vassdraget vurderes under ett, på tvers av eierforholdene til hvert enkelt kraftverk. Dette muliggjør prosjekter som er langt mer hensiktsmessige enn de som kommer fram ved bare å se på tiltak innenfor rammen av en eksisterende utbygging.

For utvidelser som innebærer nye overføringer øker inngrepene i naturen, men ved å utnytte eksisterende magasiner ved overføring av vann fra urørte nabovassdrag kan inngrepene reduseres i forhold til om disse skulle bygges ut separat. Slike prosjekter kan gi en annen utnyttelse og drift av gamle reguleringsmagasiner som ofte utnyttes dårlig

fordi kraftverket er trangt dimensjonert. Gode eksempler på slike løsninger er Skjerka-prosjektet i Mandalsvassdraget og Saudaprosjektet i Storelvvassdraget, der produksjonen kan økes betraktelig. Disse er beskrevet i demonstrasjonsprosjektene nr 9 og 11.

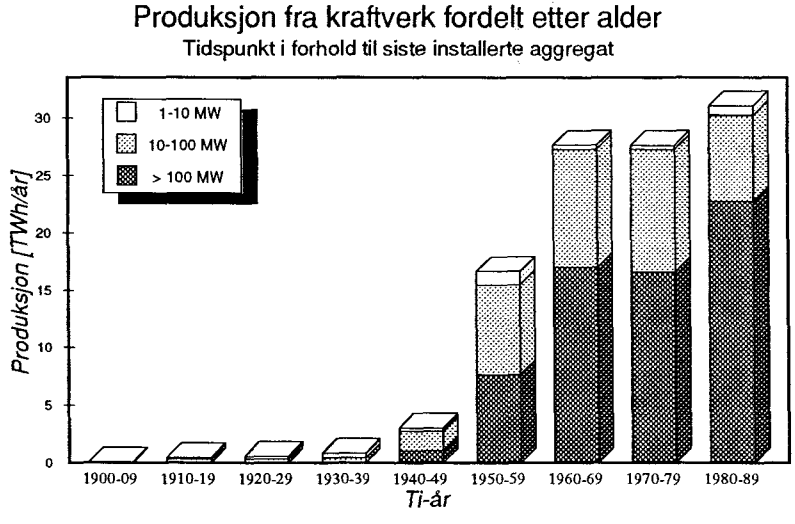
## 5.2 Status for dagens vannkraftverk

Norske kraftverk er generelt godt vedlikeholdt. Regelmessige revisjoner er vanlig, særlig på større kraftverk. Som figuren viser har det også foregått en ikke ubetydelig opprusting av de eldste kraftverk ved at spesielt maskin- og elektroteknisk utstyr er skiftet ut.




**Figur 2** Aldersfordeling av norske kraftverk

O/U prosjektet har tatt utgangspunkt i at de mest interessante prosjektene er å finne blant kraftverk eldre enn 15 år. En del av disse er altså blitt modernisert de senere år. Figur 3 viser at det vesentligste av vannkraftproduksjonen kommer fra kraftverk bygd eller opprustet etter 1950.




**Figur 3** Vannkraftproduksjon fordelt etter alder. For opprustede verk (nytt aggregat) er tidspunktet referert siste installerte aggregat.

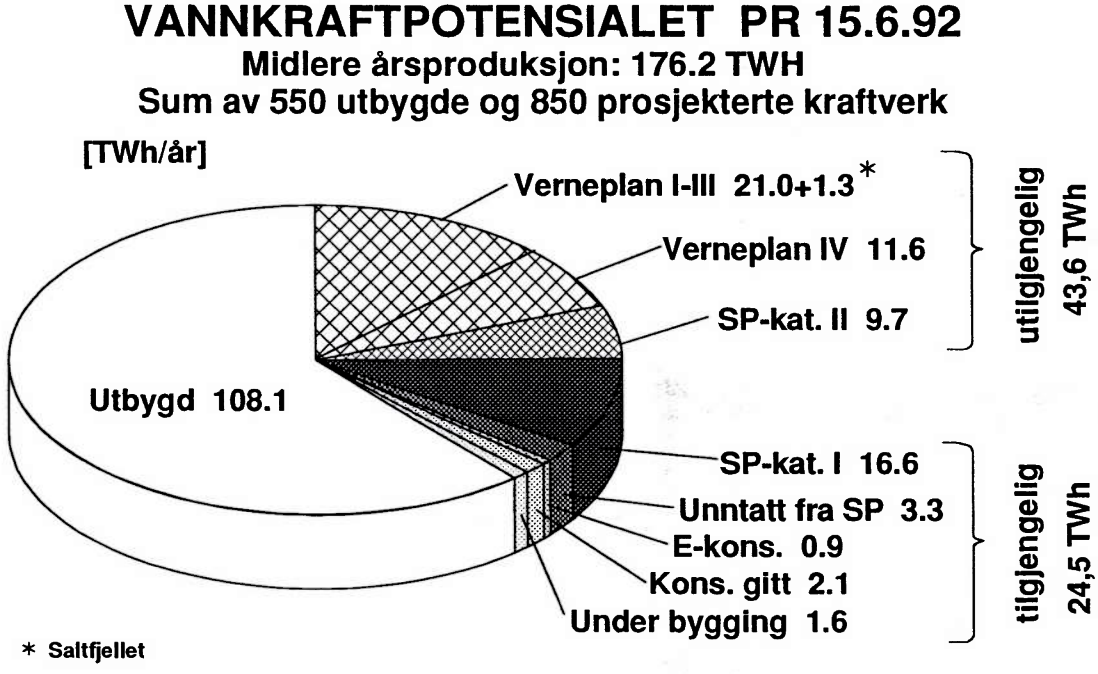
## 5.3 Norges vannkraftpotensial

Potensialet er en funksjon av kostnad, miljøhensyn og teknologi. Ved høyere kostnadsramme og teknologiutvikling vil potensialet øke av to grunner:

- flere prosjekter vil bli økonomisk lønnsomme.
- hvert prosjekt kan utvides til en høyere marginalkostnad.

Potensialet er angitt ut i fra teknisk/økonomiske og miljømessige rammer som gjelder idag. I arbeidet med ressurskartleggingen innenfor SP har man brukt kostnaden for kullkraft som økonomisk ramme. Dyrere prosjekter, og mulige utvidelser av SP-prosjekter utover denne rammen, er ikke undersøkt. Planene er også holdt innenfor det som er miljømessig akseptabelt. Allerede under planleggingen er prosjekter og utvidelser med åpenbare miljøkonflikter utelatt. Potensialet som angis er derfor lavere enn det som er teoretisk teknisk mulig å framskaffe uten hensyn til økonomi og miljø.

I forbindelse med VP IV og rulleringen av SP er det foretatt en ny gjennomgang av Norges vannkraftpotensial. Potensialet er på 176,2 TWh midlere årsproduksjon hvorav 108,1 TWh er bygd ut og 33,9 TWh er vernet. Det resterende potensialet på 34,2 TWh er i hovedsak økonomisk vurdert og dimensjonert mot kostnaden for alternativ energiproduksjon, som til nå har vært kullfyrt varmekraftverk.



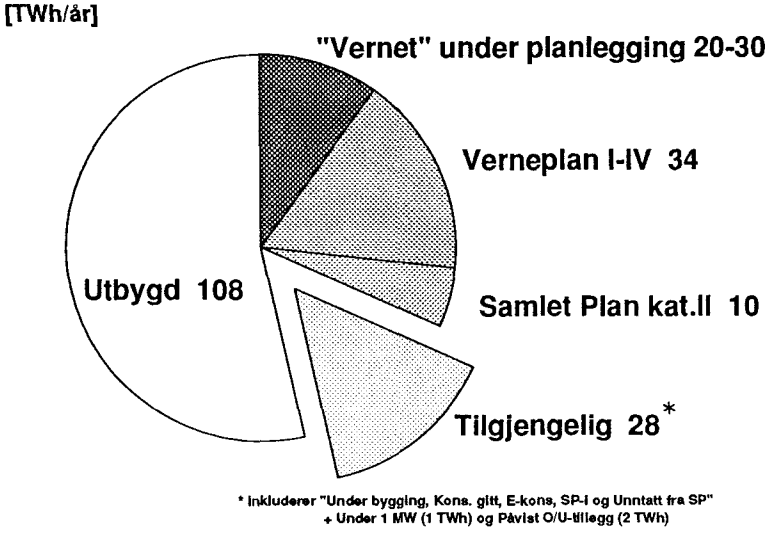

**Figur 4** Teknisk/økonomisk vannkraftpotensial.

Gjennom arbeidet med SP har man kartlagt prosjekter med installasjon større enn 1 MW. I NVE-publikasjon nr 17/91 er potensialet for kraftverk under 1 MW forsøkt kartlagt. Ut fra denne undersøkelse er det avdekket et potensial på ca 1 TWh som kommer i tillegg til de 176,2 TWh. I dag er det utbygd ca 350 kraftverk under 1 MW. Årlig produksjon fra disse stasjonene er ca 300 GWh, O/U-potensialet er ca 400 GWh og mulige nyutbygginger utgjør ca 300 GWh.

En kartleggingsrunde utført av O/U-prosjektet har avdekket et tilleggspotensial på 2 TWh som foreløpig ikke er tilstrekkelig dokumentert til å kunne inngå i offisiell statistikk.

*Det er viktig å være klar over at det beregnede vannkraftpotensialet er begrenset ikke bare av økonomiske, men også miljømessige faktorer. Ved alle prosjekter vil planleggeren unnlate å ta med det som volder så store skader og ulemper at han ikke kan regne med å få konsesjon, selv om det ville vært økonomisk lønnsomt. Dermed oppstår det en betydelig differanse mellom det beregnede vannkraftpotensialet og det som er økonomisk nyttbart. Denne differansen, som er anslått til 20-30 TWh, burde vært registrert som "vernet" potensial. Hadde det bare vært satt økonomiske begrensninger for vannkraftutbyggingen, ville potensialet vært på over 200 TWh, jfr figur 5. Og det totale vernepotensialet ville blitt ca 60 TWh (30 %), og ikke 34 TWh (19 %) , som det framgår av offisielle statistikker.*

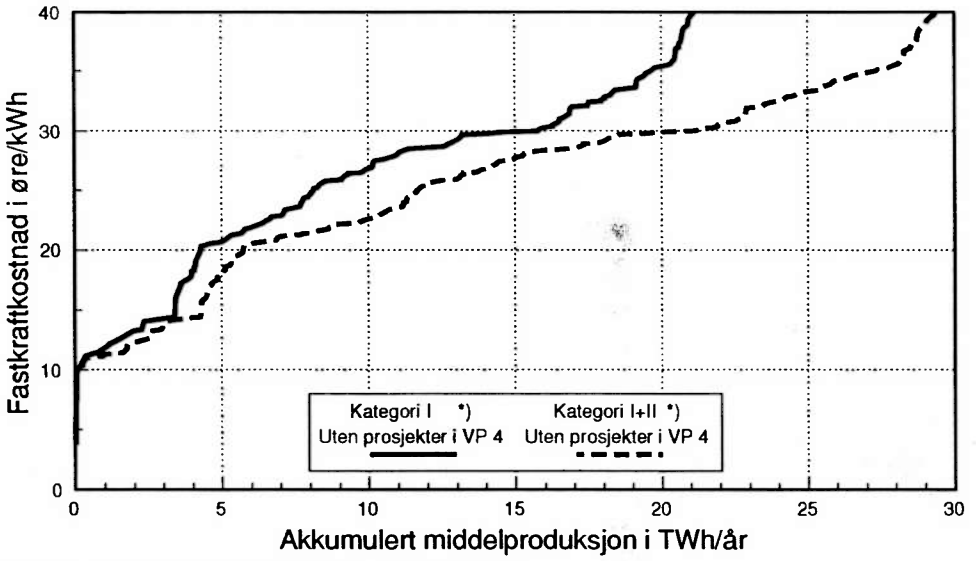
**ANTATT VANNKRAFTPOTENSIAL ER CA 200 TWH/ÅR**




**Figur 5** Antatt teknisk/økonomisk vannkraftpotensial 200 TWh.

Til forskjell fra fig.4 er det i fig. 5 som tilgjengelig inkludert 1 TWh fra stasjoner under 1 MW og 2 TWh som er påvist i O/U-prosjektet, men som foreløpig er for dårlig dokumentert til å inngå i ofisiell statistikk.

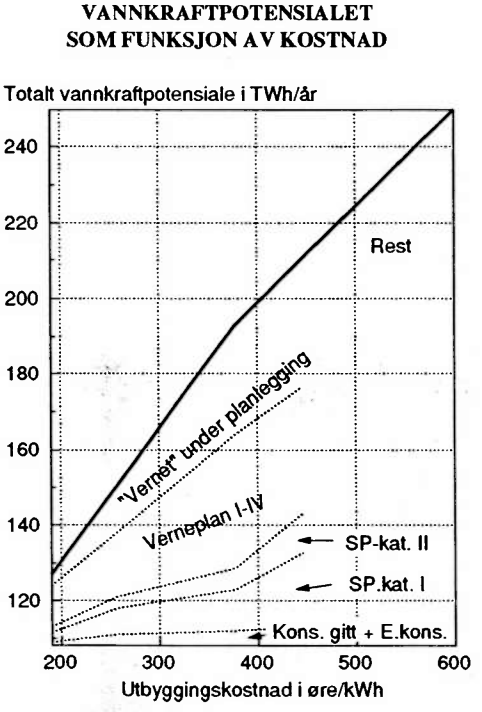
Med bakgrunn i behandlingen i SP er vannkraftprosjektene rangert etter stigende fastkraftkostnad (fig. 6). I SP har man sett på prosjekter med kostnad under ca 40 øre/kWh. Det finnes derfor ikke data for størrelsen på potensialet for dyrere prosjekter. Fastkraft er kraft med høy kvalitet og kan derfor ikke sammenlignes med midlere produksjon. For eksempel vil kraft fra vindkraftverk og uregulerte vannkraftverk ha lav fastkraftandel. Teknologiutvikling kan bidra til å senke kostnadene.




Prosjekter fra SP pluss prosjekter unntatt SP pluss prosjekter
som bare trenger konsesjon etter Energiloven pluss 3 konsesjonsgitte prosjekter

**Figur 6** Tilgjengelig ny vannkrafttilgang som funksjon av fastkraftkostnad.

Det er utført en sammenlikning av kostnadene for vannkraft mot kostnadene for vindkraft i Vesterålsregionen. Den viser en økning av vannkraftpotensialet med en faktor på 3. Sammen med en hydrologisk og topografisk vurdering indikerer dette at Norges vannkraftpotensial kan økes med ca 50 TWh dersom energipris fra vindkraft legges til grunn (45 øre/kWh). Økende bruk av miljøavgifter på fossilt brensel vil bidra til å gjøre andre energibærere dyrere og dermed øke verdien og potensialet for vannkraft. Erfaringer fra demonstrasjonsprosjektene viser at flere alternativer, med tildels betydelige energitilskudd, er utelatt pga ulønnsomhet med dagens betingelser.




**Figur 7** Vannkraftpotensialet som funksjon av kostnad.

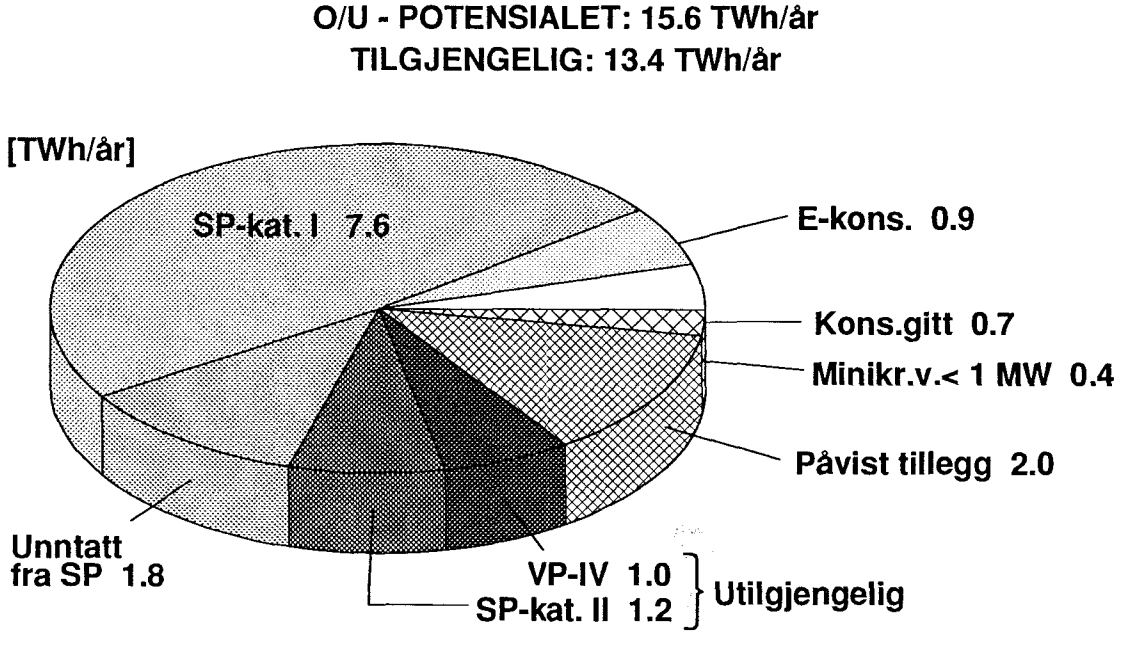
Energi fra vindkraftverk, bølgekraftverk, direkte solenergi mm. vil bli billigere med forskning, utvikling og masseproduksjon. Selv om vannkraft er en utprøvd teknologi vil også vannkraft kunne bli billigere med forskning og utvikling. Kostnadsreduserende utvikling av dagens vannkraftteknologi er en viktig oppgave for FOU-programmet Effektivt energisystem (EFFEN).

## 5.4 O/U-potensialet

O/U-prosjektet vurderer potensialet ut fra dagens teknologiske muligheter. Som vist i figur 8 er potensialet beregnet til ca. 15,6 TWh. 0,9 TWh av dette er ren opprusting. Resten er prosjekter der utvidelse inngår. 1,2 TWh av potensialet er plassert i SP's kategori II og kan dermed ikke konsesjonsbehandles nå. 1 TWh er foreslått vernet i VP IV.

For å innhente data fra ytterligere aktuelle O/U-prosjekter ble det i 1990 satt igang en kartleggingsrunde blant landets kraftselskaper for å få en oversikt over tilstanden de forskjellige stasjonene befinner seg i og hvilke planer eierne har. Kartleggingsrunden avdekket et tilleggspotensial på ca 2 TWh, hvorav ca 1.0 TWh kun trenger E-konsesjon. Se forøvrig NVE-publikasjon nr 18/91. Disse 2 TWh er foreløpig ikke tilstrekkelig dokumentert til at de er inkludert i offentlig statistikk.

I tillegg til denne publikasjonen er det også utgitt en egen publikasjon (nr 19/91) der tilstanden til landets vannkraftaggregater er tabellarisk satt opp basert på statistisk materiale fra NVE.




**Figur 8** Teknisk/økonomisk O/U-potensial. Det er inkludert et foreløpig svakt dokumentert potensial på 2 TWh.

O/U-prosjektets potensial bygger på en helhetsvurdering av det området det gamle kraftverket ligger i. Restverdien av det gamle kraftverket vil som regel være avgjørende for lønnsomheten av en større utvidelse.

Opprustningspotensialet, den delen som kun trenger anleggskonsesjon etter energiloven, er ca. 0,9 TWh. Dersom målet var å finne det potensialet i eksisterende vannkraftverk som kan realiseres med bare slik konsesjon, antas dette å ligge på i størrelsesorden 2-3 TWh. Løsninger som tar ut dette potensialet vil sterkt begrense lønnsomheten av å realisere resten av O/U-potensialet på 15,6 TWh.

Det vil stadig være et press på det enkelte prosjekt om å begrense inngrepene i naturen. Samtidig ønsker flere eiere bare å realisere de mest lønnsomme delene av prosjektene. Dersom slike reduserte løsninger stenger for senere utvidelser til full utnyttelse av ressursen, kan utbyggingen i mange tilfeller betraktes som "skumming av fløten". Dette kan føre til at en i neste omgang må gjøre inngrep i uberørte vassdrag, eller til utbygging av gasskraftverk.

O/U-prosjektet har påvist at det ligger et teoretisk tørrårspotensial på ca. 3 TWh lagret under LRV i eksisterende magasiner, som kan tas ut uten inngrep av teknisk art. Deler av dette vil ikke kunne benyttes på grunn av miljøkonsekvenser, men ca 1 TWh anses som realistisk å utnytte. Dette potensialet kan være et alternativ til gasskraft som tørrårsreserve.

En undersøkelse av energitap ved minstevannsrestriksjoner viser at det slippes ca. 1 TWh i form av minstevannføringer her i landet. Under 10% av dette er av kraftselskapene vurdert som realistisk innvinnbart. Det er registrert et behov for økt kunnskap om behovet for minstevann både med tanke på eksisterende restriksjoner og for nye prosjekter som skal gjennom konsesjonsbehandling.

# 6 REALISERING AV O/U-POTENSIALET

## 6.1 Barrierer og virkemidler

Et viktig ledd i O/U-prosjektets pådriverfunksjon har vært å kartlegge barrierene.

Vi har valgt å dele barrierene i to typer:

1. De som er spesielt knyttet til O/U-prosjekter
2. De som for tiden gjelder vannkraftutbygging generelt

1. De vanligste barrierer spesielt knyttet til O/U-prosjekter er:

- Eierforholdene innen et O/U-prosjekt (som ofte kan omfatte flere eksisterende kraftstasjoner). De enkelte eiere er ofte interessert i delløsninger som umuliggjør en god helhetsløsning, f.eks. når varierende alder og tilstand på de enkelte verk gjør det vanskelig å motivere for totalløsninger.

- Usikkerhet knyttet til verdien av effekt, som ofte er avgjørende for lønnsomheten av et O/U-prosjekt.

- Nye miljøkrav i forbindelse med konsesjonsfornyelse

- Hjemfall i relativt nær framtid.

- Ineffektiv konsesjonsbehandling.

- Usikkerheten omkring kraftverksskattleggingen.

Disse spesielle O/U-barrierene er likevel lave i forhold til de barrierer all vannkraftutbyg-

ging for tiden står overfor. Barrierene er først og fremst knyttet til en meget usikker energisituasjon.

2. Disse generelle barrierene gjelder selvsagt også O/U-prosjekter. De viktigste av dem er:

- Usikkerhet omkring prisutviklingen på energi, som blant annet kan bli påvirket av den varslede innføringen av miljøavgifter på fossile brensler.

- Det samlede enøk-potensialet har vært anslått til flere ti-talls TWh. Hvor meget av det som kan realiseres, er imidlertid usikkert.

- Om, og eventuelt når, gasskraft blir aktuelt.

- Kraftutvekslingen med utlandet. Forsterkning av utenlandsforbindelsene og utvidet adgang til eksport vil sette norsk vannkraft i en ny stilling fordi den i europeisk målestokk er billig og av høy kvalitet (lett regulerbar, høy magasineringsgrad).

- Enkelte små kraftverk som leverer direkte på underliggende nett i underskuddsområder kan medføre reduksjon av overføringstap og nettinvesteringer. Uklarheter i nytt tariffsystem gjør det usikkert om utbyggeren selv får del i den systemmessige gevinsten av utbyggingen.

- Industriens behov og betalingsvilje.

Usikkerhet i forbindelse med VP IV og SP har også vært en barriere. Dette forholdet er imidlertid i hovedtrekkene nå avklart, etter at stortingsproposisjonen om VP IV og stortingsmeldingen om SP ble lagt fram i juni 1992. Selv om det er satt trange rammer for ny vannkraftutbygging, er O/U-prosjektene likevel kommet relativt godt ut av det.

Erfaringer har vist at dagens usikkerhet knyttet til framtidig energipris og behov for elektrisk kraft, verdi av det gamle anlegget og verdi på innvunnet effekt, samt usikkerhet knyttet til resultatet av en eventuell konsesjonsbehandling, medfører liten lyst til å satse på store kapitalkrevende prosjekter. Dette har som praktisk konsekvens at ressursene kan bli dårlig utnyttet. En løsning på dette er å arbeide aktivt for løsninger som gir en mindre utbygging i dag uten å ødelegge for en større i morgen, eller at prosjektet planlegges med byggetrinn. Demoprosjekt nr 9, Skjerka, er et eksempel på dette.

Når det gjelder de generelle barrierer som er beskrevet ovenfor, er det vanskelig å finne virkemidler som kan stimulere til økt vannkraftutbygging. Her kan vi bare håpe på en raskest mulig politisk avklaring på de problemstillinger som er skissert.

Det som på kort sikt kan bidra til å fremme O/U-prosjekter er:

- Økonomisk støtte ved

  - direkte tilskudd (det er i 1991, -92 og -93 bevilget i alt 130 mill kr til en statlig tilskuddsordning for O/U)

  - bedre låneordninger. Lavere rente vil komme særlig kapitalintensive tiltak som vannkraftutbygging til gode. Dessuten vil lengre avdragstid enn det som er vanlig

harmonere bedre med vannkraftverkets levetid og fjerne de likviditetsproblemer som ofte oppstår i verkets første leveår.

- Det er billig å bygge ut nå. Lav utbyggingstakt for tiden gir lave priser hos konsulenter, entreprenører og utstyrsleverandører.

- Lave kraftpriser for tiden gjør at produksjonstapet som følger med en ombygging får mindre økonomisk betydning enn ellers.

Av mer langsiktige virkemidler vil vi ta med:

- I den nye SP-meldingen er det lagt opp til at videreføringen av SP etter 1993 skal skje sak for sak, etter administrative rutiner og uten stortingsbehandling. Ikke minst fordi en markedsstyrt kraftutbygging krever en raskere og mer effektiv saksbehandling.

- Forenkling og effektivisering av konsesjonsbehandling. Virkemidlene er sortert på 3 faser i søknadsbehandlingen:

  1. Planleggingsfasen/utarbeidelse av søknad:

     - Som nevnt ovenfor skal videreføringen av SP etter 1993 kunne skje sak for sak, etter administrative rutiner med NVE og Fylkesmannsembetet som samarbeidende saksbehandlere.

     - Prosjekter i kategori I i SP bør kunne konsesjonsbehandles uten ny SP-behandling selv om de er endret, mot at konsekvenser og kostnader ved planendringen angis særskilt.

     - Konsekvensundersøkelsene fra SP for prosjekter i kategori I bør som regel kunne godkjennes som underlag også for konsesjonssøknaden.

     - Tidsrammene for den nye meldingsfasen bør strammes inn. Det er antydet 4 måneder på meldingen og minst 3 måneders høringsfrist på konsekvensutredningene. For prosjekter i kategori I i SP bør man kunne komme ned på i alt ca 6 mnd.

  2. Søknadsbehandlingen/høringsrunden

     - Tendensen til "desentralisert" konsesjonsbehandling har ført til store forsinkelser. Langvarige forhandlinger mellom søker og kommuner om kompenserende tiltak må begrenses eller unngås, slik at høringsrunden kan styres innenfor faste og stramme tidsrammer.

     - Det må settes frister for alle ledd i høringsrunden på 3-6 mnd.

  3. Beslutningsfasen

     - NVE's stilling som konsesjonsmyndighet må markeres ved at alle spørsmål av betydning henvises til NVE så lenge saken befinner seg på NVE's forvaltningsnivå.

- NVE sørger for at alle spørsmål blir løpende tatt opp - også i høringsrunden.

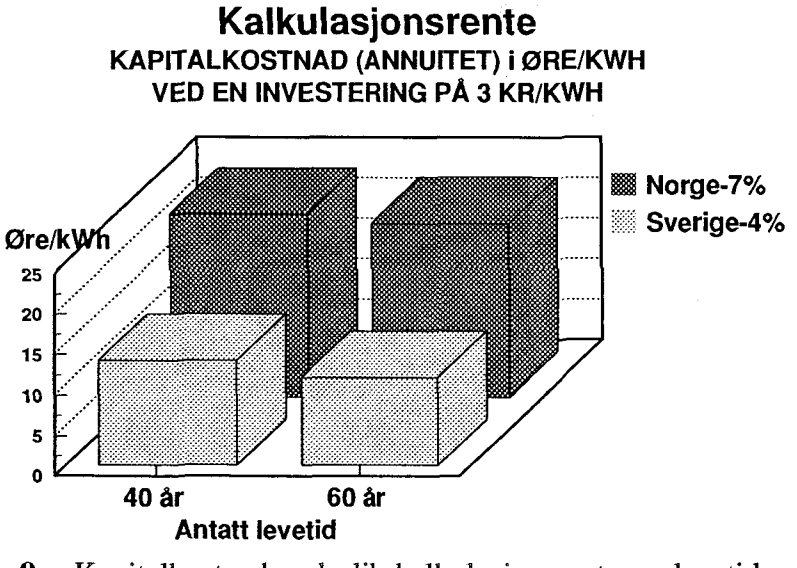
- Rask avklaring av kraftverksskattleggingen er nødvendig for å unngå de forsinkelser i konsesjonsbehandlingen som den nåværende uklarhet medfører.

## 6.2 Økonomiske rammebetingelser

En vesentlig faktor for realisering av O/U-prosjekter er de økonomiske rammebetingelsene som utbygging av vannkraft er underlagt. I samfunnsøkonomiske vurderinger brukes 40 års økonomisk levetid og 7 % kalkulasjonsrente (realrente). Kalkulasjonsrenten er fastsatt av Finansdepartementet og skal tilsvare alternativ avkastning ved bruk av offentlig kapital. Den er for tiden tilnærmet lik gjennomsnittlig avkastning i norsk industri. Verdien av produsjonen verdsettes til alternativkostnaden for ny produksjon, langtids grensekostnad. Med markedsbasert kraftomsetning må man også i samfunnsøkonomiske vurderinger ta hensyn til markedsprisen for kraft så lenge denne ikke er lik langtids grensekostnad.

Norge har sterkere krav til inntjening av kapital enn land det er naturlig å sammenlikne seg med. For eksempel vil man i Sverige vurdere det som samfunnsøkonomisk lønnsomt å redusere falltap i tunneler i større grad enn i Norge fordi de benytter en kalkulasjonsrente på 4%, mens vi benytter 7%. Ellers i Europa er det ulik praksis for bruk av kalkulasjonsrente ved offentlige investeringer, men flere land bruker 5%. Det finnes også eksempler på at man har egne retningslinjer for langsiktige prosjekter. (NOU 1983:25) Siden investering i vannkraft er en investering i framtiden ved at inngangsbilletten er høy, levetiden lang, men driftskostnadene lave, vil krav til hurtig avkastning begrense utbyggingsmulighetene av flere miljømessig gode prosjekter.

Lavere kalkulasjonsrente vil gi økt enøk-potensial i eksisterende kraftverk. O/U-prosjektet har derfor arbeidet med problemstillinger som vannkraftprosjekters levetid, kalkulasjonsrentens betydning og økonomiske forskjeller på høytrykks magasinverk og elvekraftverk. Betydningen av kalkulasjonsrenten og levetiden er belyst i figur 9.




**Figur 9** Kapitalkostnad ved ulik kalkulasjonsrente og levetid

Ved bedriftøkonomiske vurderinger av O/U-prosjekter er det de faktiske lånemulighetene som må vurderes. I dag finansieres vannkraftprosjekter vanligvis ved obligasjonslån med toppfinansiering i bank. Nedbetalingstiden varierer mellom 20 og 30 år. Verdien av produksjonen må vurderes etter kjennskap til dagens og framtidig markedspris for kraft og hvilke kontrakter som kan inngås. Produksjonen må sees i sammenheng med den øvrige produksjonskapasitet man har og hvordan denne kan utnyttes totalt i kontraktssammenheng.

Enkelte selskaper bruker internrentemetoden ved vurdering av prosjekter. Internrenten er den rente som gir nåverdi lik null over prosjektets levetid. Mens 7% internrente er lønnsomhetskriteriet i samfunnsøkonomiske vurderinger, finnes det eksempler på produsenter som bruker internrente opp mot 20 % som lønnsomhetskriterium. Dette vil ha sammenheng med selskapenes alternative avkastning ved investeringer.

Energiloven poengterer utbyggers eget ansvar for økonomien i prosjektene.

I bedriftsøkonomiske vurderinger må det også tas hensyn til skatte- og avgiftregler som kan slå ulikt ut for forskjellige alternativer.

## 6.3 Beslutningsprosessen

Interessen for O/U av eksisterende kraftverk har vokst i de senere åra. Dette har sammenheng med bl.a. økt alder, slitasje, fare for driftstans, tidsmessighet, ressursutnyttelse, moderne aggregater med bedre virkningsgrad, bedre kunnskap om geologi, bedre og billigere driftsmetoder i fjell, bedre kunnskap om hydrologi og tilsigsprognoser, effektetterspørsel, høyere realpris på kraft, muligheter for å tjene penger m.m. Det er dessuten fra myndighetenes side interesse for å utnytte ressursene best mulig; enøk og miljøvennlige ressurser er her aktuelle stikkord.

O/U inngår nå også som en naturlig del av en total energiplanlegging. Ifølge energilovens §§ 2.2 og 3.4 (§ 3.6 i forskriftene) skal alle som søker områdekonsesjon utarbeide en energiplan. Planen skal bl.a. drøfte aktuelle oppdekningsalternativer.

Det er utarbeidet en veileder i beslutningsprosessen for opprusting/utvidelse, NVE-publikasjon nr 15/92. Den er delt opp i 3 faser:

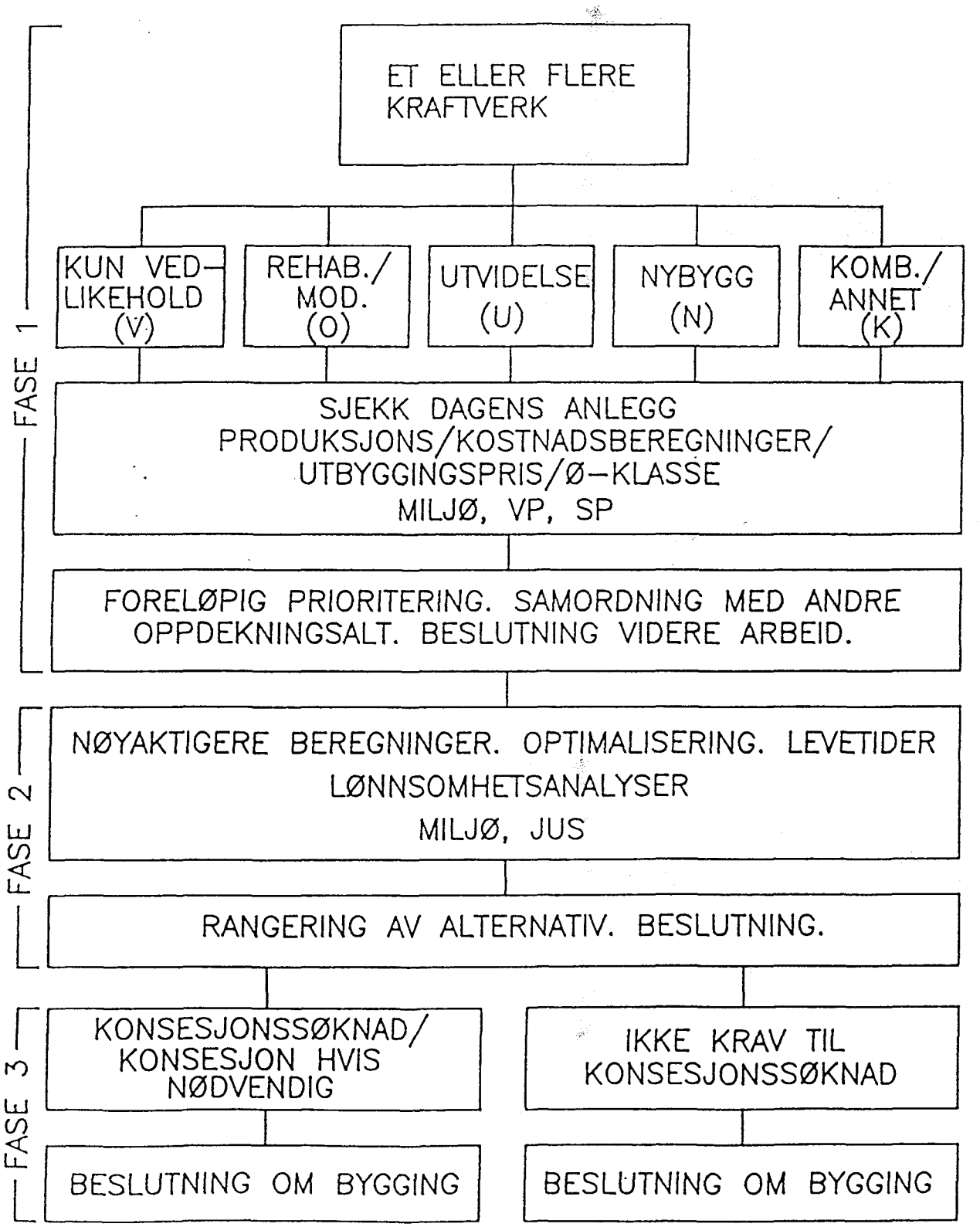
Fase 1 - Registrering/kartlegging/beslutning
Fase 2 - Planlegging/beslutning
Fase 3 - Konsesjonsfase/beslutning

De forskjellige fasene i beslutningsprosessen er beskrevet og grunnlag, kriterier, metoder og usikkerheter er drøftet i rapporten. Kapittelinndelingen er bevisst satt opp slik den kan fungere som sjekkliste/håndbok i forbindelse med O/U.

Det er i forbindelse med rapporten utviklet en modell som vil være et enkelt støtteverktøy for valg av optimale O/U-løsninger med tanke på prosjektutforming og tidspunkt for realisering.

Tabellen på neste side gir en oversikt over de tre fasene i O/U-saksgangen.

# OVERSIKT SAKSGANG O/U
## FASE 1, 2 OG 3. AKTUELLE STIKKORD



# 7 DEMONSTRASJONSPROSJEKTER

## 7.1 Generelt

Demonstrasjonsprosjektene er utredninger av utvalgte prosjekter som er økonomisk interessante og som kan realiseres innen overskuelig framtid. De er valgt ut med det for øye at de gjennom en forprosjektfase skal belyse problemer knyttet til det å oppruste eller utvide et vannkraftverk. Det er også et krav at prosjektet skal være gjennomførbart ut fra miljøhensyn. Forprosjektet er laget på SP nivå eller høyere avhengig av utbyggers egeninteresse i prosjektet. Demonstrasjonsprosjektene beskrives innen begge temaene "opprusting" og "utvidelse". For den førstnevnte er det virkningsgradsforbedring og falltapsreduksjon som er interessant. Den andre kategorien inneholder tilførsel av vann fra nabofelt, økt reguleringsgrad, økt fallhøyde og endret drift av kraftverket.

## 7.2 Oversikt over demonstrasjonsprosjektene

Listen på neste side gir en oversikt over de prosjektene som er tatt inn som demonstrasjonsprosjekter. Flere av dem har vært til vurdering i SP og noen berører også vassdrag som er med i VP IV. Et sammendrag av rapportene med presentasjon av problemstillinger er gitt i vedlegg 4.

Oversikt over demonstrasjonsprosjektene:

| PROSJEKT | Før O/U MW | GWh | Etter O/U MW | GWh | Problemstiling, stikkord |
|---|---|---|---|---|---|
| 1 Rotnes (AK) | | | 0.5 | 2,6 | Minikraftverk og inntaksproblematikk |
| 2 Modumprosjektene (BU) | 188 | 1300 | | 1550 | Flere eiere, ulik alder, liten slukevne. |
| 3 Begna og Hensfoss (BU) | 22,6 | 160 | 37 | 200 | Trang installasjon. Ulik alder. |
| 4 Noreverkene (BU) | 255 | 1385 | 292 | 1534 | Utskifting av rørgate, mer fall og effekt |
| 5 Skotfoss (TM) | 23 | 150 | 33,1 | 179 | Trang installasjon. Innvinne falltap. |
| 6 Rjukanverkene/Tinnelva (TM) | 783 | 4597 | 1610 | 5445 | Lang brukstid. Gode effektmuligheter. Flere eiere. |
| 7 Hunsfoss/Vigelandsfoss (VA) | 40,8 | 277 | 57,4 | 323 | Dårlig tilpasset endringer høyere opp i vassdraget. Flere eiere er involvert. |
| 8 Håverstad (VA) | 51,5 | 253 | 63,5 | 281 | Store falltap, trang vannvei. Utvidelsesplaner lenger opp i vassdraget (Skjerka). |
| 9 Skjerka-prosjektet (VA) | 80 | 511 | 168 | 748 | Økt magasin og effekt. Inngår i helhetsløsning for vassdraget. |
| 10 Lindland (RO) | 2,4 | 13,8 | 15 | 52 | Økonomi og miljøproblematikk. |
| 11 Saudautbyggingen (RO) | 160 | 1007 | 517 | 2368 | Helhetsvurdering av vannkraftressurs. |
| 12 Bjølvefossen (HO) | 54 | 339 | 84 | 402 | Dårlig rørgate. Nett-tilknytning. |
| 13 Samnangervassdraget (HO) | 95 | 411 | 157 | 545 | Bedre totalutnyttelse av vassdraget. |
| 14 Rognsfossen (HO) | 0,5 | 4 | 6,2 | 25 | Vernet vassdrag. Gammel stasjon nedlagt. |
| 15 Leinafoss (SF) | 1 | 6,8 | 7,8 | 29 | Vernet vassdrag. Nedslitt anlegg. |
| 16 Riksheimselva (MR) | 3,5 | 17,7 | 8,35 | 36,7 | Historisk utvikling, effektivisere vannvei. |
| 17 Auraverkene (MR) | 310 | 1787 | 818 | 2200 | Fall i feltet, overføringer, effekt, opprustning |
| 18 Nesåa/Tunnsjødal (NT) | 168 | 780 | 316 | 1474 | Effekt, magasin og vinterprod, overføring |
| 19 Langfjord (NO) | 6 | 32 | 20 | 74 | Utslitt aggregat og rørgate. Overføring . |
| 20 Vefsna/Røssåga (NO) | 410 | 2345 | 835 | 3199 | Lang brukstid. Helhetsvurdering av ressurs. |
| 21 Ranaverkene (NO) | 590 | 2336 | 610 | 2617 | Bedre ressursutnyttelse |
| 22 Rekvatn på Hamarøy (NO) | 53 | 207 | 77 | 300 | Nedslitt, effektproblematikk. |
| 23 Gausvikvassdraget (TR) | 5,0 | 18,2 | 4,5 | 22 | Nedslitt. Sammenslåing av kraftverk. |
| 24 Bardufoss (TR) | 35 | 220 | 36,5 | 232 | Store flomtap.Maskin/elektro gammelt. |
| 25 Innset II (TR) | 80 | 405 | 97 | 405 | Liten slukevne, fleksibilitet/vinterprod |
| 26 Hakkstabben (FM) | 0,3 | 1,2 | 0,8 | 3,3 | Pilotprosjekt liten høytrykk Francis. |
| 27 Porsa I og II | 14,9 | 58,1 | 21,4 | 58,5 | Drift/virkningsgradforbedring |
| 28 Hammerfest | 1,1 | 5,4 | 2,9 | 14,1 | Falltap/fallutvidelse |
| 29 Breivikbotn | 0,6 | 4,8 | 1,4 | 6,9 | Nedslitt, lokal oppdekking. |

# 8 ERFARINGSPROSJEKTER

Erfaringsprosjektene er publikasjoner som beskriver erfaringer fra gjennomførte O/U-tiltak, hvorfor man valgte ombygging, valg av prosjektløsninger, problemer som oppsto i plan- og byggefasen samt en vurdering av sluttproduktet. Erfaringsrapportene har gitt noen kraftselskaper muligheten til å lage en lenge påtenkt historiebeskriving av kraftverket og elektrifiseringen som kraftverket ga støtet til. Rapportene vil bli distribueret til alle interesserte kraftselskaper i landet, og vårt håp er at de erfaringene som her er nedskrevet vil bli brukt.
Nedenfor er erfaringsprosjektene listet opp. Et sammendrag av rapportene er gitt i vedlegg 5.

| PROSJEKT | Før O/U MW | GWh | Etter O/U MW | GWh | Problemstilling, stikkord | Refr./NVE-publ.nr |
|---|---|---|---|---|---|---|
| Kykkelsrud (ØF) | | | 21.0 | 26 | Utnytte flomvf. revisjon gml.aggr | 5/90 |
| Rakkestadelva (ØF) | | | 4.0 | 17 | Oppr. av nedlagte kr.v. (4 stk) | 8/90 |
| Solbergfoss (ØF) | 118 | 680 | 218 | 865 | Utnytte flomvannf | 9/90 |
| Vamma (ØF) | 206 | 1200 | 206 | 1217 | Skifte luker, heve overvann. | 9/92 |
| Hylla (HE) | 0,6 | 4,6 | 3.2 | 11 | Nødv. rørutskifting | 1/88 |
| Røstefossen (HE) | 1,9 | 10,5 | 5.0 | 20 | Ombbygging dam, skifte aggr. | 3/88 |
| Bergerfoss (OP) | 1,5 | 10 | 3.0 | 20 | Liten slukeevne, privat. | 6/90 |
| Skoltefoss (OP) | 1,0 | 3,5 | 0.8 | 2,8 | Nedlagt, utnytte minstevf. | 5/91 |
| Moksa (OP) | 1,4 | 9,0 | 15.0 | 50 | Nedslitt, alternativ valg. | 6/91 |
| Ned Vinstra (OP) | 200 | 975 | 303 | 1071 | Effektbehov | 8/91 |
| Mesna (OP) | 28,9 | 110 | 37.5 | 145 | Flere gml. anlegg | 10/91 |
| Toverud (OP) | 3,0 | 12,5 | 6,0 | 18 | Historisk anlegg, effekt, rørgate. | 3/92 |
| Tonstad (VA) | 640 | 3700 | 960 | 3700 | Falltap, effektbehov | 14/92 |
| Dale (HO) | 84 | 502 | 140 | 592 | Dårlig el-utstyr, falltap | 7/91 |
| Aurland I (SF) | 450 | 1944 | 675 | 1956 | Effektutvidelse. | 8/92 |
| Slind (ST) | 5,5 | 50 | 20 | 81 | Høy brukstid, dårlig forfatning | 2/88 |
| Nedre Nea (ST) | 32 | 190 | 95 | 402 | Økt fallhøyde og slukevne. | 11/92 |
| Mæla-/Skulb.f (NT) | 0 | 0 | 1.4 | 7 | Tidl. nedlagt | 5/92 |
| Vangpollen (NO) | 2,2 | 10 | 3.5 | 14,5 | Nedslitt, GUP-rør høye trykk. | 7/90 |
| Dragefossen (NO) | 0,7 | 2 | 3.3 | 8 | Bedre potensialutnyttelse | 4/91 |
| Niingen (NO) | 11,4 | 66 | 14 | 75 | Oppruste ellet utvide? Effekt. | 36/92 |
| Sør-Forsa (TR) | 0,5 | 2,5 | 1.1 | 6,5 | Nedslitt stasjon, lokal sikkerhet. | 22/91 |

# 9 FLEKSIBEL DRIFT

## 9.1 Minstevannføringsproblematikk

I prosjektets startfase ble det gjennomført en undersøkelse der 80% av landets kraftselskaper deltok. Undersøkelsen konkluderte med at det totalt slippes vann som kunne gitt grunnlag for 1 TWh økt produksjon fra landets utbygde vannkraftsystem. Ca 10% av dette ble av kraftselskapene vurdert som realistisk innvinnbart. Se forøvrig NVE-publikasjon 18/92.

Aktuelle tiltak for å redusere tapet på grunn av pålagt minstevannføring er:

- *redusere minstvannføringskravet.*
  Verdien av å opprettholde vannføringen for andre brukerinteresser kan være redusert, eksempelvis har tømmerfløting delvis gått over i historien og sur nedbør har redusert bestanden av ferskvannsfisk på Sørlandet.

- *endre tappefordelingen over tid. Totalt volum holdes uendret.*
  Energi produsert om vinteren er mer verdt enn om sommeren. Nytten for andre brukerinteresser er imidlertid ofte høyest på sommeren. Det kan også være ulik nytte over døgnet. Endret tappefordeling må baseres på økt kunnskap om verdien for ulike parter. Et prosjekt i Hunderfossen beskriver problemstillingen og undersøkelser knyttet til fisk er beskrevet i NINA-forskningsrapport nr 19:1-27..

- *erstatte minstevannføringen.*
  Nytt vann kan tilføres fra nabovassdrag eller nye magasin kan etableres i nedbørfeltet for å fange opp mulig flomvann. Magasinene øremerkes for å opprettholde minstevannføringspålegget. Jfr. NVE-publ. nr 13/92.

- *utnytte minstevannføringen ved separatutbygginger*
  Energien kan utnyttes ved å bygge kraftverk i dammer der vannføringen slippes eller i egne fall nedstrøms tappestedet. Jfr. NVE-publ. nr 4/89, 5/91 og 13/92.

- *fremtidige riktige minstevannføringspålegg, miljø- og energimessig.*
  Konsesjonsvilkårene i nye prosjekter vil kunne baseres på større kunnskap og erfaringer om "optimal" nytte for alle brukerinteressene.

Minstevannføringsproblematikken vil ved avslutningen av Opprutning/Utvidelsesprosjektet bli videreført gjennom delprogrammet Miljø under NTNFs EFFEN-program.

## 9.2 Energiressurser mellom laveste regulerte vannstand (LRV) og laveste tappevannstand (LTV); LRV-prosjektet.

I 1986 utarbeidet NVE et spørreskjema som ble sendt til samtlige av landets kraftselskaper. Kraftselskapene ble bedt om å navngi magasiner der LTV ligger lavere enn LRV samt hvilket energipotensiale dette representerte. Samtidig skulle de angi hvilke tekniske inngrep som ville være nødvendig for å realisere en slik utnyttelse.

Vureringene er foretatt på bakgrunn av miljøparametrene erosjon og fiskeribiologi samt hydrologi, hydraulikk og erfaring fra eksisterende konsesjonsbehandling.

Resultatet av ressurskartleggingen var meget interessant i og med størrelsen på potensialet, totalt ca. 3 TWh som teoretisk sett kan tilføres det norske vannkraftsystemet tilnærmet uten kostnader. Problemet er imidlertid at dagens manøvreringsreglement er gitt etter en samlet vurdering av ulike brukerinteresser, miljøkonsekvenser og økonomi. Skjønn, erstatninger til berørte parter samt avgifter til det offentlige er basert på den konsesjonen som er gitt. Selv om forutsetningen som ligger til grunn for LRV-prosjektet er at eventuell tilleggsenkning kun skal foregå i ekstreme tørrår, noe som statistisk sett vil inntreffe 2-3 ganger i løpet av en normal konsesjonsperiode, vil konsekvensene for miljøet og forholdet til gjeldende lovverk og praksis være de faktorer som klarest vil begrense mulighetene for realisering. I tillegg kommer andre momenter som økonomi, lokalpolitiske forhold og problematikken rundt skjønn og erstatninger.

For å fremskaffe mer kunnskap om realiserbarheten av tapping under LRV var det nødvendig å foreta et utvalg av magasiner for mer inngående analyser.

Ved utvalg av magasiner skulle følgende kriterier oppfylles og være representert:

* Geografisk spredning
* Små og store eksisterende reguleringshøyder
* Små og store tilleggssenkninger
* Ulike forhold mellom eksisterende regulering og tilleggssenkning
* Ulike fysiske miljøer som geologi/løsmasser, hydrologi/tilsig, høyde over havet og størrelse
* Energibidrag av betydning, økonomisk interessante

Ved å sette grensen til 50 GWH (inkl. Ustevatn 43 GWh), ble antallet magasiner redusert til 17 med et samlet teoretisk potensiale på 1875 GWh . Det viste seg altså at 10% av magasinene representerte hele 62% av det totale teoretiske potensialet. Mulig innvinning av energi varierte mellom 43 og 568 GWh.

Basert på undersøkelsene og utredningene utført innenfor LRV-prosjektet supplert med generell kunnskap og andre opplysninger, er det foretatt en rangering av de ulike parametrene. Resultatet for de 17 magasinene er vist i tabellen på neste side.

| Magasin | Tilsig hydrau -likk | Erosjon | Fiskeri-biologi | Konse-sjon | Andre forhold | Teoretisk potensial (GWh) | Antatt rea-liserbart (GWh) |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| Bygdin | 3 | 1 | ? | 3 | 3 | 113 | 0 |
| Gjevilvatn | ? | 3 | ? | 2 | 3 | 65 | 0 |
| Limingen | ? | 1 | 1 | 2 | 2 | 135 | 135 |
| Lomivatn | ? | 1 | 1 | 1 | 1 | 101 | 86 |
| Lyngsvatn | ? | ? | ? | 1 | 1 | 53 | 53 |
| Mjøsa | 1 | 2 | ? | 2 | 3 | 74 | 0 |
| Møsvatn | ? | 1 | ? | 1 | 2 | 60 | 60 |
| Rødungen | 1 | 1 | 1 | 1 | 2 | 54 | 54 |
| Røldalsvatn | 1 | 2 | 2 | 2 | 2 | 68 | 68 |
| Savalen | 3 | 3 | 3 | 3 | 3 | 107 | 0 |
| Selbusjøen | ? | 3 | ? | 2 | 3 | 87 | 0 |
| Strandevatn | 2 | 1 | 1 | 2 | 1 | 53 | 53 |
| Totak | 1 | 2 | 1 | 2 | ? | 568 | * 342 |
| Tunnsjøen | 1 | 1 | 1 | 1 | ? | 99 | 99 |
| Tyinvatn | ? | 1 | ? | 2 | 2 | 81 | 81 |
| Ustevatn | ? | 3 | 1 | 3 | 3 | 43 | 0 |
| Vinstern | ? | 1 | 3 | 3 | 3 | 68 | 0 |

Tabell over de 17 magasinene med et energi potensiale på mer enn 50 GWh der de ulike parametrene er vurdert. Rangeringen er basert på kunnskaper fremkommet under prosjektet. 1=Små konsekvenser-/antatt få konflikter, 2= Middels konsekvenser/konflikter, 3=Store konsekvenser/konflikter, ?=Usikkert/det foreligger ikke tilstrekkelig informasjon. I rubrikken "mulig energipotensiale" er magasiner der karakteren 3 fremkommer, ansett som urealistiske. For Totak er energipotensialet redusert til den verdi (*) som undersøkelsene anbefaler som den mest optimale uten tekniske inngrep.

Selv om tabellen inneholder store usikkerheter, gir den en klar indikasjon på at det opprinnelige energi potensialet på maksimalt 1829 GWh minst må reduseres til ca 1000 GWh. Erfaringen fra de grundigere undersøkelsene i Totak og Strandevatn viste at man sannsynligvis må redusere dette anslaget ytterligere.

**Konsesjonsbehandling**

Det største problemet for å realisere en senkning av enkelte magasiner under LRV i ekstreme tørrår, er knyttet til lovverket og konsesjonsmyndigheten. Magasinene må, dersom de skal særbehandles konsesjonsmessig og sannsynligvis også erstatningsmessig,

skilles helt klart fra typiske tørrårsmagasiner:

* Klausuleres til bruk kun i helt spesielle situasjoner (2-3 ganger i løpet av en normal konsesjonsperiode på 60 år).

* Det må stilles opp klare kriterier slik at det blir et tydelig skille mot de ordinære tørrårsmagasiner.

Dette skillet er viktig for å unngå et to-sporet konsesjonssystem som vil skape uholdbare vanskeligheter ved behandling av fremtidige konsesjonssøknader. Det er ikke hjemmel i vassdragsreguleringsloven for å sette særvilkår for sikringsmagasiner med sjelden bruksfrekvens til erstatning for vilkår som ville vær eobligatoriske ved en tilsvarende regulering for jevnlig brukte magasiner. Etablering av sikringsmagasiner forutsetter at det vedtas en egen lov om slike.

**Juridisk vurdering**

I henhold til vassdragsloven skilles det ikke mellom vanlige magasiner og flerårs-/tørrårsmagasiner når det gjelde konsesjonsplikt og krav til denne. I vassdragsreguleringsloven er det forutsetningen om årlig regulering som ligger til grunn for praktisering av loven. I forbindelse med flerårsmagasin har konsesjonsmyndighetene i enkelte tilfeller gjort påslag på beregnet nat. hk. for at avgiftsgrunnlaget skal stå i rimelig forhold til magasinets reelle verdi.

Dersom det forutsettes at det også i fremtiden vil være behov for spesiell tørrårssikring, kan endringer i lovverket for å imøtekomme LRV-prosjektets muligheter, skje på ulike måter:

* En generell lovendring
* En tilleggsregulering med spesielle vilkår for enkelte magasiner
* En "beredskapsproposisjon"

En generell ny lovhjemmel kan f.eks. tenkes gitt som et nytt punkt 22 under § 12 og bygget på følgende elementer:

* Ytterligere regulering av dette slag begrenses til tidligere konsesjonsgitte magasiner.

* Bruken bindes til særlig tørre år og når kjøp av kraft vil falle urimelig dyrt (import av kraft til høy pris, tørrår over større deler av landet).

* Bruksfrekvensen av magasinet spesifiseres nærmere i søknaden.

* Søknaden utformes og behandles etter reguleringslovens §§ 5 og 6, men uten bruk av forhåndsmelding.

* De gjeldende konsesjonsvilkår - ev. for den konsesjon som er gitt sist - gjøres gjeldende for tilleggsreguleringen med unntak av kraftøkningen som grunnlag for reguleringsavgifter og konsesjonskraft. Her legges til grunn en brukstid av magasinet på f.eks. 150 døgn og det forutsettes at hele magasinet brukes.

* Konsesjonsmyndighetenes samtykke til at kriteriene er oppfylt for å ta i bruk

magasinet innhentes i det enkelte år.

Den siste muligheten er å utarbeide (men ikke fremme) en proposisjon med en nokså kortfattet hjemmel som gir pålegg til å gå under LRV for visse nærmere angitte magasiner i ekstraordinære tilfeller. I en slik proposisjon bør man ha plukket ut aktuelle magasin, og legge opp til en svært forenklet saksgang. Dette er en løsning som et stykke på vei tilsvarer de ekstraordinære lovhjemler på dette felt rundt 1960-tallet.

**Samfunnsøkonomisk nytteverdi**

Ved normal drift av magasinet i tørrårssituasjon vil man sikte mot tomt magasin ved slutten av tappesesongen. Ekstra volum i magasinet under LRV vil med en slik disponering medføre at man sikter mot et lavere sluttmagasin (LTV). Det ekstra vannet tas ut i form av noe større produksjon under hele rasjoneringsperioden. Dette tilsvarer tilnærmet verdsetting etter et alternativ, (alt. 1), der vannet verdsettes etter midlere kraftverdi under rasjoneringsperioden. Et annet alternativ (alt. 2), der vannet verdsettes etter de ukene med høyest rasjoneringskostnad, forutsetter at man er forutseende, slik at man på forhånd må vite når rasjoneringskostnaden er høyest og dermed spare vannet til disse ukene. Dette alternativet representerer en øvre grense for verdien av vannet.

Vi anbefaler at alternativ 1 legges til grunn for verdisettingen. Ved pressing av systemet til langtidsgrensekostnad (26,3 øre/kWh) gir dette en verdi på ca 85 øre/kWh ekstra magasin i rasjoneringsåret. I den aktuelle simuleringsperioden, med rasjonering i et av tredve år, tilsvarer dette en verdi på ca 2,8 øre/kWh magasin pr år eller ca 28 mill. kr pr år for hele potensialet på 1 TWh.

Som en alternativ metode for verdsettingen er det gjort en simulering med vannet under LRV i Strandevatn tilgjengelig i alle år. Strandevatn er allerede idag et flerårsmagasin der den nederste delen bare benyttes i tørrår. Resultatet av simuleringen gir et fastkraftbidrag på ca 10 % av energivolumet under LRV. Overfører man dette til det totale potensialet på 1 TWh og verdsetter fastkraften til langtidsgrensekostnad, gir det en verdi på 26,3 mill.kr pr år som igjen gir god overensstemmelse med metoden over.

Resultatene fra LRV-prosjektet er presentert i NVE-publikasjon nr 4/93.

# 10 EFFEKTUTREDNINGER

## 10.1 Behov for effekt

For en rekke større opprustning/utvidelses-prosjekter har det vist seg at verdi på effekt er avgjørende for en realisering. Pr 1992 har Norge et effektoverskudd på 3000 - 4000 MW i en tunglastsituasjon. For et kraftselskap vil verdien av å bygge ut egen effekttilgang være svært lav da det uansett belastningssitusjon kan skaffes ledig effekt over nettet. Tilgangen på ny effekt er imidlertid liten og særlig økt effekteksport til kontinentet kan bidra til å endre effektbalansen.

Det norske kraftsystemet er energidimensjonert i motsetning til varmekraftbaserte kraftsystemer ellers i Europa som er effektdimensjonert. Den store norske effektkapasiteten

er etablert som følge av energidimensjonert utbygging. Med flere kabelforbindelser mot kontinentet og eksportavtaler kan effektreserven bli redusert betydelig. Varmekraft har dårlig reguleringsevne, høye driftskostnader og lav virkningsgrad ved effektregulering. Derfor vil pumpekraftavtaler med Norge være attraktive både økonomisk og miljømessig for land uten vannkraft. Om dagen, når elektrisitetsforbruket og prisene er høye kan norske vannkraftverk kjøre for fullt. Om natten kan stasjonene stoppes og innenlandsk forbruk dekkes ved import. Netto energiutveksling kan dermed bli null.

Utviklingen av den norske effektreserven vil bli påvirket av en rekke faktorer:

Faktorer som kan gi avtagende effektoverskudd:

- alminnelig forbruk øker, kraftkrevende industri reduseres
- overføring til offshore-installasjoner
- eksport til effektdimensjonerte kraftmarkeder
- introduksjon av gasskraftverk (grunnlast)
- miljøavgift på fossile brensler som fører til økt eksport.

Faktorer som kan gi økende effektoverskudd:

+ ny tariffstruktur, utkopling ved toppbelastninger
+ ny vannkraftutbygging
+ enøk på tilgangssiden (opprustning/utvidelse)
+ enøk på forbrukssiden
+ klimaendringer

Det er uklart hvordan et fritt kraftmarked vil slå ut på effektreserven, men økende pris kan gi lavere etterspørsel fra forbruker.

Ved realisering av O/U-prosjekter som i dag er basert på energidimensjonerte planer bør en ta hensyn til forventet økning av effektverdien for ikke å forhindre mulighetene for senere effektutvidelser, eksempelvis ved å klargjøre for flere aggregater.

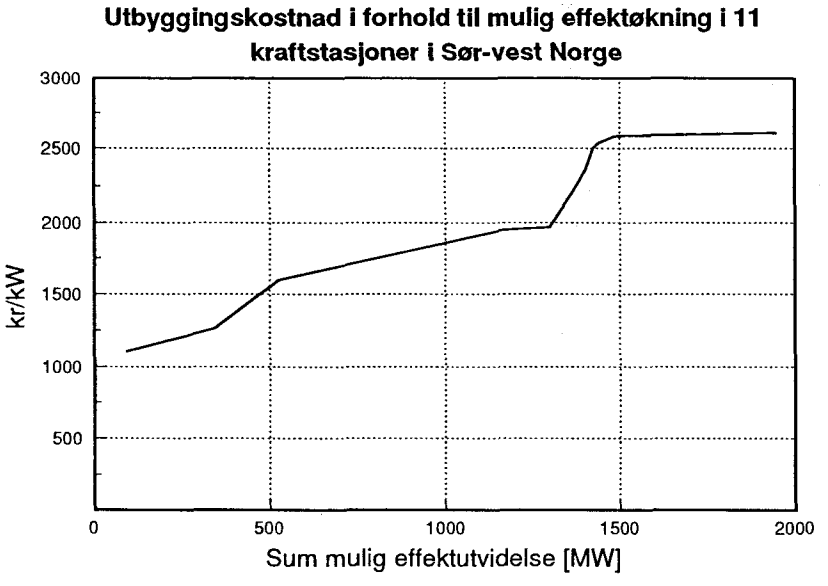
## 10.2 Muligheter for effektutbygging

Det ble høsten -91 igangsatt et delprosjekt for å se på mulighetene for effektutvidelse av kraftverk i Sørvest-Norge. Man tok utgangspunkt i eksisterende energidimensjonerte planer i SP's kategori 1 og utvidet disse ved å installere effekt utover et energidimensjonert nivå. Mulige effektutvidelser og marginalkostnaden ble kartlagt med tanke på fremtidig effekteksport. Foruten Mår kraftverk i Telemark ble kraftverk i Rogaland og Vest-Agder plukket ut. Utvidelser ved de potensielt største effektverkene Mår og Tonstad er alene betinget av en høy effektverdi da energigevinsten er relativt liten og kostnaden høy på grunn av nødvendig parallellutbygging. Resultatet av undersøkelsen er presentert i NVE-publikasjon nr 23/91. Bortsett fra for Mår og Tonstad/Tjørhom som vil være rene effektutbygginger, er effektkostnadene som er vist i figur 10 marginalkostnad for utvidelser utover aktuelle prosjekter i Samlet Plan.

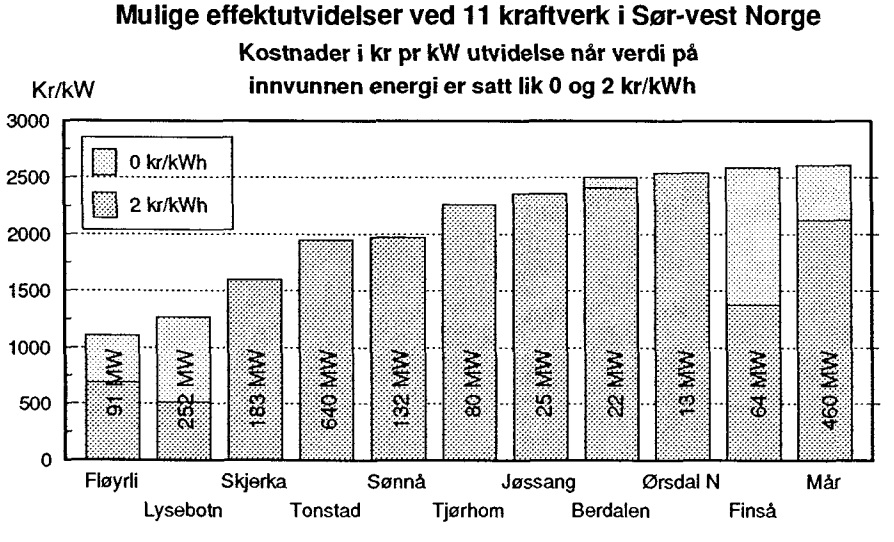
Går man nordover i Sør-Norge er det grunn til å anta et betydelig effektpotensial for en kostnad under 2500-3000 kr/kW. Særlig gjelder dette på Vestlandet hvor kraftverkene i stor grad har utløp direkte i havet. Linjenettet kan imidlertid være til hinder for å kunne utnytte dette potensialet. På grunn av begrensninger mhp. varierende utslipp i elver vil det største effektpotensialet i innlandet være effektverk og pumpekraftverk etablert mellom

eksisterende reguleringsmagasin.

Kostnader ved marginale effektutvidelser avhenger av utgangspunktet. Ønsker man å utvide en stasjon som allerede er i drift, vil det minimum koste 1500 kr/kW (aggregatkostnad). Marginale effektutvidelser på planleggingsstadiet (ny stasjon) kan imidlertid komme ned i 1000 kr/kW.




**Figur 10**




**Figur 11**

I O/U-prosjektet har verdien av toppeffekt vært vurdert ved gjennomføring av utvidelser ved Nedre Vinstra, Aurland I, Niingen og Tonstad (Jfr. erfaringsrapportene). Verdien av toppeffekt vil også være avgjørende for en realisering av Aura, og vil bety en større lønnsomhet for utvidelsene av Nore og Innset II (jfr.demoprosjektene).

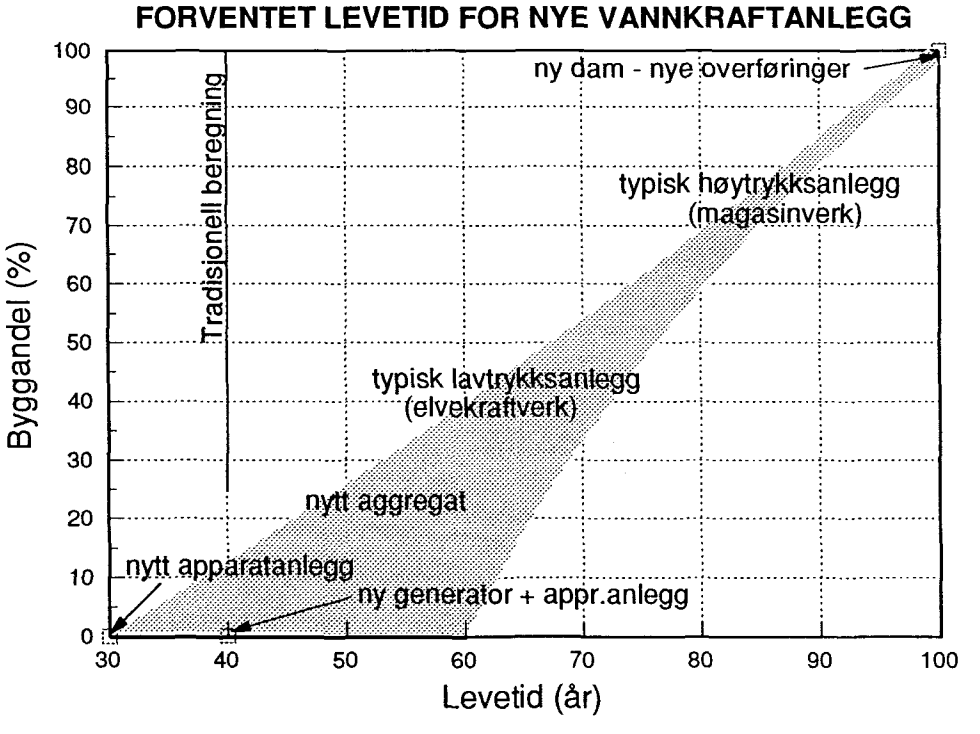
# 11. LEVETID FOR VANNKRAFTVERK

I økonomiske vurderinger av vannkraftverk er levetiden av avgjørende betydning. Dette gjelder både ved vurdering av nye stasjoner og der man må ta stilling til restverdi av eksisterende anlegg ved opprusting/utvidelse. Problemstillingen er drøftet i delprosjektet "Levetid og restlevetid" og presentert i NVE-publikasjon 21/92.

I noen industrialiserte land benyttes 60 års levetid ved økonomiske analyser av vannkraftverk, mens man i Norge benytter 40 års levetid uansett om kraftverket er typisk elvekrafverk med mye slitbare deler eller et magasinverk med en høy andel "evigvarende" deler. Basert på erfaringer fra norske kraftverk og den teknologiske utvikling de siste årene anbefales det å benytte ulike levetider for ulike komponenter som vist i tabellen på neste side. Dette kan enkelt summeres til:

| | |
|---|---|
| bygg: | 100 år |
| maskin: | 60 år |
| elektro; | 40 år |

Dette vil bety lengre analysehorisont enn den tradisjonelt benyttede levetiden på 40 år.




**Figur 12** Levetid for ulike vannkraftverk. Figuren viser anleggets levetid som funksjon av byggkostnadenes andel av totalkostnaden. Magasinverk med stor byggandel har lengre levetid enn f.eks elvekraftverk.

En differensiering av levetider mellom ulike kraftverkskomponenter er verdiløs uten en matematisk modell som tar hensyn til dette. I rapporten er det derfor utviklet en hensiktsmessig beregningsmodell som via PC-basert regneark og innsatt verdier for levetid, revisjonskostnader, revisjonsintervall og driftskostnader gir et bedre bilde av kostnaden for et anlegg.

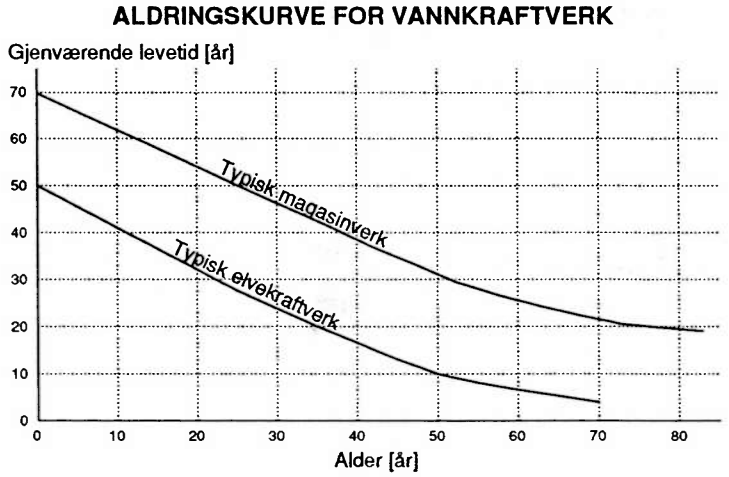
Forskjellen på tradisjonell beregningsmodell og ny beregningsmodell er belyst i eksempelet under. En kraftverksinvestering på 3 kr/kWh gir følgende resultat [øre/kWh] (årlig driftskostnaden er antatt: $d_{trad}$ = 1%, $d_{nybygg}$=0.5% og $d_{ny\text{-}mask/el}$= 1% av utb.kostn.):

| Realrente | Tradisjonell beregningsmodell levetid 40 år øre/kWh | Ny beregningsmodell korrigert levetid | |
|---|---|---|---|
| | | magasinverk øre/kWh | elvekraftverk øre/kWh |
| 4% | 18,3 | 15,3 | 17,1 |
| 7% | 25,5 | 23,7 | 24,9 |
| 7%, d=0 | 22,5 | 21,9 | 22,5 |

Som det fremgår av tabellen vil produksjonskostnaden variere først og fremst ved endring av kalkulasjonsrenten. I tillegg vil forskjellen mellom typiske magasinverk og typiske elvekraftverk øke med lavt rentenivå. Som et resultat av differensierte levetider og ny beregningsmodell vil investeringer skyves over til komponenter med varig verdi. Dersom denne metoden ble brukt i ressurskartleggingsprosjekter som Samlet Plan, og Samlet Plan la større vekt på økonomi i sin rangeringsmetode enn hva tilfellet er, kunne dette gitt flere "magasinprosjekter" i den kategorien som kan konsesjonsbehandles.

For O/U-prosjekter har det eksisterende anleggets gjenværende levetid stor betydning for økonomien. Også denne er diskutert i NVE-publikasjon 21/92. Denne levetiden vil nødvendigvis variere sterkt avhengig av nedlagt vedlikehold, type anlegg og den teknologiske tidsepoke stasjonen ble bygd i. Figur 13 er basert på erfaringstall fra gjennomsnittlige vannkraftanlegg og viser gjenværende levetid som funksjon av alder. Kurvene gir en pekepinn på restlevetiden, men på grunn av store variasjoner fra anlegg til anlegg er det nødvendig med grundige vurderinger av hvert enkelt anlegg før beslutning om O/U-tiltak treffes. Spesielt ved opprustning/utvidelse vil ny beregningsmodell ha betydning ved at man ved hjelp av denne og ulike levetider er istand til å differensiere verdien av investeringer i enkeltkomponenter.

I tillegg til levetiden er det også kort diskutert konsekvensene av å endre kalkulasjonsrenten. Pålagt samfunnsøkonomisk kalkulsjonsrente som benyttes ved vurderinger av konsesjonsøknader er fastsatt av Finansdepartementet til 7 % . Lavere rente vil gi større ressursutnyttelse, men lavere avkastning.




**Figur 13** Aldringskurve for ulike vannkraftverk. Figuren er basert på aldringskurve brukt i Samlet Plan, justert for korrigerte levetider.

I nedenstående tabell, hentet fra NVE-publikasjon 21/92, anslås forventet økonomisk levetid, revisjonsintervall og revisjonskostnader for følgende anleggsdeler som bygges idag.

| | Økonomisk levetid år | Revisjons-intervall år | Revisjonskostnad i % av opprinnelig kostnad i faste kr | Revisj.-avbrudd (uker) |
|---|---|---|---|---|
| Byggetekniske anleggsdeler | | | | |
| Dammer | | | | |
| Platedam | > 100 | 30 | 10 | |
| Massiv betongdam | > 100 | 50 | 5 | |
| Fyllingsdam | > 100 | 30 | 5 | |
| Hvelvdam | > 100 | 50 | 10 | |
| Vannvei | | | | |
| Tunnel | > 100 | 20 | 5 | |
| Kanal | > 100 | 20 | 10 | |
| Råsprengte sjakter | > 100 | 50 | 5 | |
| Kraftstasjon | | | | |
| Bygg,utendørs | > 100 | 30 | 10 | |
| Fjellanlegg | > 100 | 50 | 10 | |
| Diverse | | | | |
| Bekkeinntak | > 100 | 30 | 10 | |
| **Maskintekniske anleggsdeler** | | | | |
| Rør | | | | |
| Trerør | 40 | - | - | |
| GUP-rør | 70 [1] | - | - | |
| Stålrør frittl | 70 | 20 | 30 | |
| " nedgr. | 50 | 20 | 12 | |
| " innst. | 80 | 20 | 12 | |
| Turbiner | | | | |
| Kaplan | 60 | 25 | 20 [3] | 16-20 |
| Rørturbin | 60 | 25 | 18 [3] | 10-14 |
| Francis | 60 | 15 | 12 [3] | 16-20 |
| Pelton | 60 | 15 | 12 [3] | 16-20 |
| Luker, stål | 60 | 20 | 15 | 4 |
| **Elektrotekniske anleggsdeler** | | | | |
| Generator | 40-60 | 15 | 10 [2] | 8-24 |
| Transformator | 30-40 | 5 | 5 | |
| Apparatanlegg | 30 | - | - | |

1) Langtidsvirkning usikker, spesielt ift. kulde og UV-stråler. Det første GUP-røret ved norske vannkraftverk ble montert ved Vartdal, Sunnmøre i 1975.

2) Viklingsbytte, utskifting av blikk eller ny stator utgjør hhv. 25 %, 20 % og 40-50 % av nypris.

3) Nytt løpehjul er ikke inkludert, men vil koste fra 13-18 % av opprinnelig turbinpris i faste kostnader.

# 12 TEKNOLOGI. STATUS OG MULIGHETER FRAMOVER.

## 12.1 Teknologi

Generelt kan det sies at norske kraftverk utnytter energien godt. Mange av de eldre kraftverkene er imidlertid bygget i en tid da rammebetingelsene var svært forskjellig fra i dag (teknikk, kostnader, el-priser).

Det antas at det er mulig å innvinne følgende tap i vannkraftsystemet.

| | |
|---|---|
| Vannveien: | 0,5 - 1,0 % |
| Turbin : | ca 2 % |
| Generator: | ca 0,5 % |

For mange kraftverkseiere vil det derfor være naturlig å spørre seg om vannkraftressursene i deres områder kan utnyttes på en bedre måte. I den forbindelse er det ikke nok å begrense seg til det eksisterende kraftverk. Hele det aktuelle geografiske område må inngå i vurderingen og likeledes alle de forskjellige fagdisipliner som inngår i et vannkraftprosjekt (hydrologi, bygningsteknikk, maskinteknikk, elektroteknikk).

**Tunneler**

Kostnadene ved tunneldriving er relativt sett blitt vesentlig lavere de senere årene. Dette gjør at man i dag ville valgt et større tunneltverrsnitt.

Årsaken til de reduserte kostnadene ligger i forbedret teknologi som gir større inndrifter. I denne sammenhengen må spesielt nevnes det nye faget ingeniørgeologi som har gitt oss økte kunnskaper om fjellets egenskaper. På utstyrssiden har fullprofilmaskinene betydd en meget sterk økning av inndrift og reduksjon av kostnader der forholdene har ligget til rette for bruk av disse. Fullprofilmaskinene er under stadig utvikling, eksempelvis har matetrykket øket sterkt siden de første maskinene ble introdusert.

I lys av disse teknologiske forbedringene har det vært naturlig å vurdere mange av de eldre anleggene med tanke på økning av tunneltverrsnittet/reduksjon av falltapet. Strossing vil vanligvis være mest økonomisk. Det vil ofte være avgjørende om arbeidet kan utføres uten for lang driftsstans i stasjonen. En annen metode for reduksjon av falltap er glatting av tunnelsåle med asfalt eller betong.

Gjennom designmessig optimalisering av detaljer i vannveien kan man oppnå reduksjon av singulærtap. Utvikling av numeriske modeller vil i fremtiden kunne forenkle dette arbeidet.

Strossing har hittil vært utført med konvensjonelle metoder.
Forsøk med vannjet har såvidt vært utprøvet på forsøksnivå. Dette er en interessant ide der det forventes økt innsats i de kommende år.

Glatting av tunneler med sprøytebetong har vært nevnt som en mulighet for å redusere falltap, uten at det ennå er utført noe sted.

**Maskin**

Når man snakker om maskin i forbindelse med vannkraftverk, er det i første rekke turbin det tenkes på, selv om også grinder, rør og luker er er viktige maskintekniske konstruksjoner.

For Francisturbiner har det i løpet av de siste 20-25 år bare vært en liten økning av virkningsgraden som nå ligger på 93 - 94 % ved bestpunkt. Viktigere er det at Francisturbiner har blitt benyttet for stadig større fallhøyder istedenfor den mindre effektive Peltonturbinen.

Heller ikke for Peltonturbinen har man hatt noen vesentlig virkningsgradsforbedring gjennom de siste år, og det regnes ikke med noe stort utviklingspotensiale fra dagens ca 91 %.

Større forhåpninger er knyttet til bedring av driftssikkerhet samt reduksjon av produksjonskostnader.

**Elektroteknikk**

De elektrotekniske komponentene i vannkraftverk har gjennomgått en omfattende utvikling fram til det nivå de befinner seg på i dag.

Generator

Moderne generatorer er lettere og mindre enn tidligere utgaver, de er enklere i sin konstruksjon, de har lavere tap og de har en vesentlig bedre elektrisk isolasjon. Magnetiseringen er statisk. Instrumenteringen er mer omfattende og av bedre kvalitet.

Avhengig av alder og type varierer virkningsgraden ved fullast fra under 94 % tilvel 99 %. De dårligste er gamle, langsomtløpende maskiner, mens de største, relativt hurtigløpende generatorer med direkte vannkjølte viklinger er best.

Det er i hovedsak 3 forhold foruten beregningsteknikken som har muliggjort denne utviklingen:

* Innføring av polyester/epoxy i statorisolasjonen
* Lavtaps statorblikk
* Mer effektiv kjøling

Transformator

Avhengig av alder, spenning og ytelse varierer en generatortransformators virkningsgrad. I løpet av de siste 25 år har det lykkes leverandørene å redusere tapene dramatisk. Tomgangstapene har gått ned med 50 % og de lastavhengige med 30 %. En moderne generatortransformator har virkningsgrad ved fullast på mellom 99,5 og 99,9 %. Kvalitativt er transformatorene blitt bedre til å motstå kortslutninger og andre transiente påkjenninger. Det er gjerne disse som forårsaker havari.

De høye virkningsgradene som man i dag opererer med viser at det er begrensede muligheter for å oppnå ytterligere forbedringer på dette området. Utviklingsmulighetene er

nok da større på styringssystemer og kontrollanlegg. Innen disse områdene har det allerede vært en rivende utvikling ved innføring av EDB-basert teknologi, men det regnes med fortsatt utviklingspotensiale.

Dagens teknologi og utvilkingsmuligheter er beskrevet i NVE-publikasjon nr 37/92.

## 12.2 Forskningsprogrammer

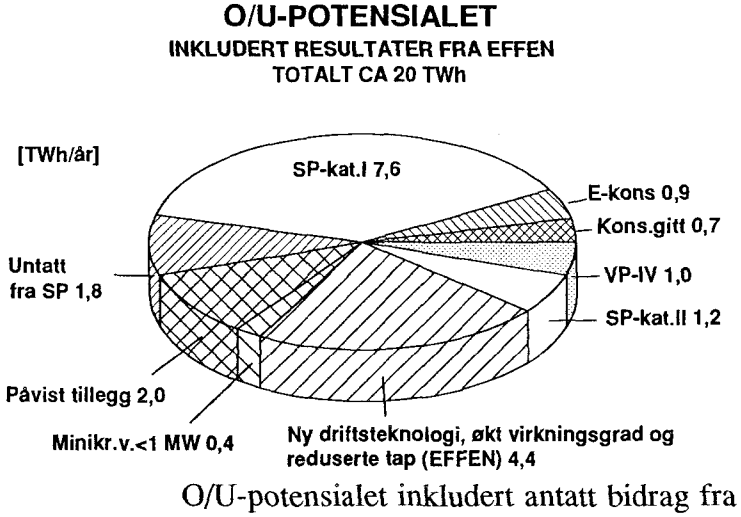
O/U-prosjektet har tatt utgangspunkt i dagens tilgjengelige teknikk, og prosjektet har vært konsentrert omkring produksjonsdelen av elektrisk kraft fra vannkraftverk. Noen rapporter som rapporten om beslutningsprossessen og muligheten for effekt levert til Europa har drøftet deler av dagens markedsproblematikk. Minstevannførings-problemstillinger er tatt opp i andre rapporter for å belyse gevinstmuligheter for elkraftproduksjonen.

FoU-programmet Effektivt Energisystem (EFFEN) som finansieres av everksbransjen og NTNF kan sees på som et skritt videre fra O/U-prosjektet. Programmet skal bidra til en lønnsom effektivisering av energiforsyningssystemet. Gjennom forbedret teknologi og metoder innenfor produksjon-, systemdrift-, eltransport-, miljø- og markedsfunksjonene skal det produseres mer energi fra eksisterende kraftverk. Det skal i tillegg kunne bygges nye og oppruste/utvide eksisterende kraftverk med teknikk som gir større ressursutnyttelse til lavere kostnad.

Programmet ble startet i 1992 og vil vare ut 1995. I denne perioden vil ca. 220 mill.kr bli brukt i programmet som vil engasjere store deler av norsk vannkraft-og elektroekspertise med den målsetning å gjøre Norge til et internasjonalt kunnskapstyngdepunkt for vannkraft og overføring av elektrisk kraft.

Arbeidet i EFFEN innenfor temaet produksjon med prosjekter som gir forbedret turbinteknologi og forbedrede metoder for redusert falltap og vanntap, vil sannsynligvis bringe enkelte ulønnsomme O/U-prosjekter inn i rekken av lønnsomme prosjekter som allerede er registrert i O/U-prosjektet. O/U-potensialet kan da øke med ca 2,5 TWh.

Arbeidet innenfor temaet driftsteknologi som O/U-prosjektet ikke konsentrerte seg om, synes å kunne gi grunnlag for drift av kraftverkene som kan øke systemets produksjonsevne med ca. 2 TWh.




**Figur 14** O/U-potensialet inkludert antatt bidrag fra EFFEN.

I tillegg til det angitte potensialet kommer eventuelt gevinst innenfor temaet nett som ikke var innkludert i O/U-prosjektet.

EFFEN-Miljø vil videreutvikle metoder for flerbruksplanlegging i vassdrag og dermed også øke kunnskapen omkring konsekvensene av inngrep i og mulighetene for rehabilitering av vassdrag. Innenfor dette vil blant annet arbeid med minstevannføringsproblematikken som O/U-prosjektet tok opp bli videreført.

EFFEN har vært under oppbygging i 1992 og er nå i full operativ drift med et budsjett på 52 mill.kr i 1992 og ca 90 mill.kr i 1993..

## 12.3 Statens byggetilskuddsordning for O/U-prosjekter.

Den reduserte aktiviteten innen vannkraftbransjen kan føre til en kompetansenedbygging av norsk vannkrafteksperise ingen er tjent med på lang sikt. O/U-prosjektet har påvist at det er et stort O/U-potensiale, og at det i flere tilfeller er et snarlig behov for modernisering av kraftverkene. Vi trenger derfor denne kompetansen for å utvikle og vedlikeholde det eksisterende produksjonspotensial på 108 TWh.

Som et enøk- og sysselsettingstiltak ble det våren 1991 bevilget 25 mill.kr til O/U av små og middelstore kraftverk. Dette ble fulgt opp i 1992 og -93 da henholdsvis 90 og 15 mill.kr ble bevilget under enøk til O/U av kraftverk generelt. Det er knyttet en rekke betingelser til å kunne få støtte. Blant annet må prosjektet kunne igangsettes innen en bestemt frist, noe som har utelukket støtte til prosjekter som må gjennomgå langvarig konsesjonsbehandling. Maksimalt støttebeløp er 20% av beregnet byggekostnad. Det normale har hittil vært 10-15 % støtte.

Dagens lave priser på elektrisk kraft som er et resultat av unormalt mye nedbør, milde vintre og lavkonjunktur for norsk landbasert industri, medfører at kraftverkseierne er tilbakeholdne med investeringer. Selv om dagens priser er lave hos konsulenter, entreprenører og leverandører og tapene ved driftsstans er lave pga lave el-priser, skal det mye til før man investerer i vannkraft. Byggestøtteordningen vil derfor i dag være mest interessant for dem som <u>må</u> gjøre noe av hensyn til kraftverkets framtidige drift.

Oversikten på neste side gir status for ordningen pr.1 januar 1993.

| | Antall prosjekt | Energi-gevinst GWh | Total kostnad mill.kr | Tilskudd mill.kr | Årsverk |
|---|---|---|---|---|---|
| Tilskudd utbetalt | 19 | 140 | 425 | 40 | 600 |
| Tilsagn opprettholdt | 11 | 150 | 477 | 52 | 560 |
| Foreløpig tilsagn | 13 | 110 | 239 | 36 | 350 |
| SUM | 43 | 400 | 1.141 | 128 | 1.510 |

I et ellers uttørket marked representerer tilskuddsordningen et verdifullt element for opprettholdelsen av norsk vannkraftkompetanse. Den er også et effektivt middel mot arbeidsløshet. Det gjøres oppmerksom på at totalkostnad i mill.kr ikke må sees i forhold til innvunnet energi. Flere av de kraftverkene det her gjelder har liten restlevetid. Deres nåværende produksjon og verdi av kraftverket slik det er før et eventuelt O/U-arbeid kommer i gang, må trekkes inn i bildet ved en lønnsomhetsberegning.

# VEDLEGG

Vedlegg 1: Oversikt over publikasjoner utgitt av O/U-prosjektet.

Vedlegg 2 Oversikt over foredrag holdt i forbindelse med O/U-prosjektet.

Vedlegg 3 O/U-potensialet. Aktuelle prosjekter.

Vedlegg 4 Sammendrag av demonstrasjonsprosjektene.

Vedlegg 5 Sammendrag av erfaringsprosjektene.

Opprusting og utvidelse av vannkraftverk. Kart i målestokk 1:2000000.

# VEDLEGG 1

## Oversikt over publikasjoner utgitt av O/U-prosjektet.

| Rapport | Problemstilling, tema | Refr./ NVE-publ. |
|---|---|---|
| Årsrapport 1986..91 | | |
| Rapport 1989-1989 og handlingsplan 1990-1991 | | |
| LRV-prosjektet. Sluttrapport | | 4/93 |
| Utnyttelse av minstevannføringer til kraftproduksjon | Aggregat i dammer eller egne minikraftverk. | 4/89 |
| Utnyttelse av minstevannføringer til kraftproduksjon i Sira/Kvinavassdragene | Etablere magasin nedstrøms tappested | 13/92 |
| Utnyttelse av minstevannføringer til kraftproduksjon. Sluttrapport | Oversikt over aktuelle utnyttelser og problemstillinger. | 18/92 |
| Ressurskartlegging og tilstandsregistrering av norske vannkraftverk | Samle inn info. om aktuelle O/U-prosjekter | 18/91 |
| Tabelloversikt over tilstand til aggregat i norske vannkraftverk | Aggregatdata, sortert etter typer, år, høyder etc. | 19/91 |
| Potensialet for opprusting av småkraftverk | Ressurskartlegging m.t.p. O/U av småkr.v. | 17/91 |
| Seminar om småkraftverk, Olavsgård, 1991 | Fokusere på O/U av lavtrykks elvekraftverk | 16/91 |
| Seminar om småkraftverk, Olavsgård, 1992 | Fokusere på O/U av lavtr. elvekr.v. Rotnes. | 1/92 |
| Potensiale og kostnader for effektutvidelser med tanke på effekteksport fra Sørvest-Norge | Oversikt over de mest aktuelle karftverkene mtp. effektutvidelser | 23/91 |
| Vannkraftteknologien. Status og muligheter fremover | | 37/92 |
| Levetid og restlevetid | Forventede levetider for ulike kr.verk.komponenter | 21/92 |
| Vannkraftpotensialet relatert til kostnadene for vindkraftverk | Ressurskartlegging i Vesterålen. | 10/92 |
| Beslutningsprosessen - en veiledning | Saksgang for O/U-tiltak | 15/92 |

I tillegg kommer delrapporter knyttet til LRV-prosjektet og 29 demonstrasjonsprosjekter (se vedlegg 4) og 22 erfaringsrapporter fra gjennomførte opprustinger/utvidelser (se vedlegg 5).

# VEDLEGG 2

## OVERSIKT OVER FOREDRAG HOLDT I FORBINDELSE MED O/U-PROSJEKTET.

"Opprusting av kraftverk. Kartlegging av potensialet ved eksisterende kraftverk", Teknisk årsmøte i VR mars 1987, Røros, Arne Eiken.

"Erfaringer fra O/U-prosjektet", VR's tekniske årsmøte1988,Kristiansund, Erik Kielland.

"O/U-prosjektet", NIF Teknisk vinteruke, Storefjell, mars 1989, Erik Kielland.

"Økonomi, rentabilitet -eksempel fra gjennomførte anlegg", NIF Teknisk vinteruke, Storefjell, mars 1989, Edvin Nordrik.

"Masterplan for upgrading and refurbishing powerplants in Norway". Zurich, okt.1989, Halvard Stensby og Torodd Jensen

"O/U-prosjektet", Stortingets energi- og industrikomite, Rjukan, september 1990, Erik Kielland.

"O/U-prosjektet", NIF-konferanse, Gol, november 1990, Erik Kielland

"Økonomi, rentabilitet -eksempel fra gjennomførte anlegg", NIF-konferanse, Gol, november 1990, Edvin Nordrik.

"How to decide the optimal scheme and the optimal time for construction", Innsbruck, okt.1991. Tor Gjermundsen og Torodd Jensen.

"Prosjektet Opprustning og utvidelse av kraftverk", Rjukan, 5-7 nov. 1991, Erik Kielland.

"Erfaringer fra O/U-prosjektet", Rjukan 5-7 nov. 1991, Torodd Jensen.

"Erfaringer fra O/U-prosjektet", Trondheim 1991, Torodd Jensen.

"O/U-prosjektet", Stortingets energi- og industrikomite, Trondheim, februar 1992, Erik Kielland.

"Muligheter og begrensninger for O/U", NOE-seminar, Gabelshus, Oslo, mars 1992, Erik Kielland

"Hva skjer i vannkraft-Norge?", NIF, Oslo, 7.april 1992, Torodd Jensen.

"O/U. Er kommunene til hinder for slike prosjekter?", LVK-seminar, Bergen, mai 1992, Erik Kielland.

"O/U av kraftverk", NIF-seminar om eldre vannkraftverk, Drammen, november 1992, Erik Kielland.

## OPPRUSTING OG UTVIDELSE AV VANNKRAFTVERK PR. 15.2.1993

| NR | PROSJEKT | | STADIUM | TILTAK | MAKS YTELSE [MW] | MIDLERE ÅRSPROD. [GWH] | ØKONOMI-KLASSE | PRIORIT-GRUPPE | UTBYGGER (ANTATT) |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| ** | ØSTFOLD | | | | | | | | |
| 00301 | PORSNES | | 5 | 8 | 0.6 | 4.5 | 1 | E | SAUGBRUKSF |
| 00302 | ANKER | | 5 | 8 | 1.4 | 8.0 | 1 | E | SAUGBRUKSF |
| ** | HEDMARK | | | | | | | | |
| 00424 | KONGSVINGER UTV | | 5 | 8 | 22.0 | 40.0 | 5 | E | HEAS |
| 00428 | ÅFLOEN | | 5 | 2 | 2.2 | 12.9 | 2 | 4 | HEAS |
| 00450 | KVERNFALLET | | 5 | 8 | 0.1 | 3.7 | 2 | E | HEAS |
| 00451 | OSA OVF ÆRA | | 5 | 4 | 0.0 | 4.0 | 1 | 4 | HEV |
| 00452 | OSA OVF FLISA | | 3 | 4 | 0.0 | 10.1 | 1 | 3 | HEAS |
| 00461 | RENDALEN | | 3 | 8 | 0.0 | 32.0 | 3 | U | OPPLANDSKR |
| 00477 | SAVALEN | | 5 | 4 | 0.0 | 146.7 | 3 | 5 | OPPLANDSKR |
| 00478 | EINUNNA | | 5 | 2 | 11.5 | 50.0 | 5 | 5 | NØK |
| 00481 | SØLNA | | 2 | 2 | 5.4 | 16.0 | 5 | | NØK |
| 00494 | VESLEFALLET | | 5 | 2 | 5.0 | 18.0 | 3 | 2 | PRIVAT |
| 00495 | KOLÅSMYRFALLET | | 5 | 2 | 2.5 | 8.5 | 3 | 2 | PRIVAT |
| 00499 | STORSJØEN/OPSTADÅA | | 5 | 3 | 0.0 | 22.0 | 2 | 5 | GLB |
| 49317 | BØRSJØEN REG | | 5 | 3 | 0.0 | 4.9 | 1 | 7 | KVO |
| 97902 | SAGNFOSSEN | | 5 | 2 | 4.1 | 26.4 | - | E | HEAS |
| ** | OPPLAND | | | | | | | | |
| 00519 | MOKSA UTV | | 5 | 4 | 0.0 | 40.8 | 4 | 11 | MGE |
| 00521 | ÅKVISLA | | 5 | 2 | 5.0 | 31.5 | 4 | 11 | MGE |
| 00531 | ULA | | 5 | 2 | 14.5 | 44.7 | 4 | 3 | EIDEFOSS |
| 00562 | ØYANGEN | | 5 | 2 | 7.0 | 30.0 | 3 | 1 | OPPLANDSKR |
| 00564 | BYGDIN | PK | 5 | 2 | 6.5 | 18.0 | 3 | 1 | OE |
| 04314 | FALLSELVA | | 3 | 2 | 8.0 | 24.0 | 3 | U | V-OPPLAND |
| 04316 | ETNA OVF DOKKA | | 8 | 4 | 0.0 | 249.0 | 1 | 7 | OE |
| 04343 | STOREFOSS | | 2 | 6 | 1.4 | 6.8 | 3 | | Ø-SLIDRE K |
| 04349 | ÅBJØRA OVF REINÅA | | 4 | 4 | 0.0 | 10.9 | 1 | 10 | VK |
| 04350 | ORMHAMAR | | 5 | 2 | 8.0 | 59.9 | 2 | 10 | VK |
| 04353 | VINDIN OVF LOMEN | | 5 | 7 | 6.1 | 114.0 | 2 | 9 | OE |
| ** | BUSKERUD | | | | | | | | |
| 04302 | HOLMEN-HELLEFOSS | | 5 | 2 | 8.6 | 8.0 | 4 | U | BE |
| 04304 | EMBRETSFOSS | | 5 | 2 | 46.0 | 115.2 | 4 | U | BE |
| 04305 | GRAVFOSS | | 5 | 2 | 34.0 | 78.0 | 2 | U | DRAMMEN EV |
| 04312 | RANDSELV | | 5 | 2 | 34.1 | 53.0 | 4 | 3 | BE |
| 04327 | BEGNA | | 5 | 2 | 37.0 | 38.0 | 3 | 2 | FOLLUM FBR |
| 04351 | OSET | | 5 | 2 | 2.2 | 5.5 | 3 | U | VK |
| 04357 | KAGGEFOSS | | 5 | 8 | 0.0 | 46.0 | 2 | U | DRAMMEN EV |
| 04365 | HEMSIL III | | 5 | 2 | 90.0 | 124.0 | 3 | 4 | OSLO E. |
| 04374 | HOL III | | 5 | 4 | 0.0 | 26.0 | 2 | 2 | OSLO E. |
| 04377 | NYE HOL VOTNA | | 5 | 4 | 0.0 | 65.0 | 3 | 10 | OSLO E. |

VEDLEGG 3

**OPPRUSTING OG UTVIDELSE AV VANNKRAFTVERK PR. 15.2.1993**

| NR | PROSJEKT | STADIUM | TILTAK | MAKS YTELSE [MW] | MIDLERE ÅRSPROD. [GWH] | ØKONOMI-KLASSE | PRIORIT-GRUPPE | UTBYGGER (ANTATT) |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 04378 | NYE HOL HIVJU | 8 | 4 | 0.0 | 45.0 | 2 | 12 | OSLO E. |
| 04380 | HOL IV - RUD | 5 | 5 | 270.0 | 50.0 | 4 | 6 | OSLO E. |
| 07308 | SKOLLENBORG | 3 | 4 | 0.0 | 10.3 | 2 | U | DRAMMEN EV |
| 07312 | NYBROFOSS | 5 | 2 | 13.0 | 57.2 | 2 | 7 | KONGSBERG |
| 07313 | PIKERFOSS | 5 | 2 | 0.0 | 3.2 | 1 | U | BE |
| 07318 | MYKSTUFOSS | 5 | 8 | 13.0 | 60.0 | 2 | E | BE |
| 07322 | NORE I+II UTV | 5 | 2 | 25.0 | 93.0 | 4 | U | STATKRAFT |
| 07331 | UVDAL II | 5 | 4 | 0.0 | 3.0 | 4 | 4 | ASKER/BÆR |
| 07334 | UVDAL I | 5 | 4 | 0.0 | 25.0 | 4 | 4 | ASKER/BÆR |
| 07341 | SØRKJE/VRENGA | 8 | 9 | 11.0 | 39.4 | 4 | 10 | ASKER/BÆR |
| ** | TELEMARK | | | | | | | |
| 07403 | HOGSTAD | 2 | 8 | 1.0 | 4.0 | 3 | | VK |
| 07802 | KLOSTERFOSSEN | 5 | 8 | 0.0 | 19.0 | 4 | E | UNION |
| 07808 | SKOTFOSS | 5 | 8 | 12.0 | 28.4 | 4 | E | UNION |
| 07810 | HEDDAL | 5 | 2 | 170.0 | 242.0 | 4 | U | UKJENT |
| 07829 | MÅR | 5 | 2 | 460.0 | 112.0 | 4 | 5 | STATKRAFT |
| 07831 | STEGAROS | 5 | 2 | 2.2 | 10.4 | 5 | E | STATKRAFT |
| 07832 | MOFLÅT II | 5 | 2 | 200.0 | 69.0 | 6 | 5 | HYDRO |
| 07834 | SÅHEIM | 2 | 8 | 0.0 | 126.3 | 1 | | HYDRO |
| 07836 | FRØYSTUL | 3 | 2 | 18.5 | 54.0 | 3 | U | HYDRO |
| 07856 | OTERHOLTFOSS | 3 | 8 | 0.9 | 4.0 | 1 | U | BØ KV |
| 07861 | GRUNNÅ OVF SUNDSBARM | 5 | 4 | 0.0 | 53.8 | 6 | 9 | SKK |
| 07887 | LANGESÆ OVF | 5 | 4 | 0.0 | 25.0 | 1 | 3 | STATKRAFT |
| 09602 | VAFOSS | 5 | 8 | 3.0 | 9.0 | 4 | E | VAFOS BRUG |
| 10518 | SKAFSÅ I | 3 | 8 | 3.4 | 13.0 | 4 | E | SKAFSÅ KV |
| 10521 | KILÅ OVF FJONE | 8 | 4 | 0.0 | 35.0 | 2 | 5 | VK |
| ** | AUST-AGDER | | | | | | | |
| 11111 | HANEFOSSEN II | 3 | 2 | 11.0 | 30.5 | 1 | 5 | ARENDAL EV |
| 11504 | NOMELAND | 2 | 8 | 11.5 | 35.0 | 2 | | KEV |
| 11505 | IVELAND | 5 | 2 | 52.0 | 145.0 | 2 | E | KEV |
| 11511 | LANGERAK | 5 | 2 | 6.3 | 12.2 | 3 | 2 | AAK |
| 11513 | HEIS | 2 | 4 | 0.0 | 23.3 | 1 | | KEV |
| 11531 | BROKKE OVF | 3 | 4 | 0.0 | 118.0 | 2 | 5 | ØVRE OTRA |
| 11536 | SKARG | 3 | 2 | 21.0 | 66.0 | 3 | 5 | ØVRE OTRA |
| ** | VEST-AGDER | | | | | | | |
| 11501 | VIGELANDSFOSS | 5 | 8 | 15.0 | 35.0 | 5 | E | VIGELAND B |
| 11502 | HUNSFOSS | 5 | 8 | 8.5 | 50.0 | 2 | E | VAE |
| 11915 | HÅVERSTAD UTV | 5 | 8 | 0.0 | 7.4 | 2 | E | VAE |
| 11931 | SKJERKA | 4 | 9 | 92.0 | 295.0 | 3 | 2 | VAE |
| 11941 | ØYGARD | 5 | 2 | 16.0 | 78.0 | 1 | 2 | VAE |
| 12101 | MELHUSFOSS | 5 | 2 | 1.1 | 5.0 | 4 | 4 | UKJENT |

**OPPRUSTING OG UTVIDELSE AV VANNKRAFTVERK PR. 15.2.1993**

| NR | PROSJEKT | STADIUM | TILTAK | MAKS YTELSE [MW] | MIDLERE ÅRSPROD. [GWH] | ØKONOMI-KLASSE | PRIORIT-GRUPPE | UTBYGGER (ANTATT) |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 12711 | TRELANDSFOSS | 5 | 8 | 3.2 | 9.0 | 3 | E | BORREGAARD |
| 12801 | FEDA | 4 | 2 | 2.9 | 13.9 | 4 | 4 | VAE |
| 13221 | ØKSENDAL/OFTEDAL OVF | 4 | 4 | 0.0 | 90.0 | 3 | 4 | SIRA/KVINA |
| 13231 | LYSEDALEN OVF | 4 | 4 | 0.0 | 27.0 | 3 | U | SIRA/KVINA |
| 13241 | FINSÅ | 5 | 6 | 15.6 | 59.0 | 4 | 4 | VAE |
| ** | ROGALAND | | | | | | | |
| 13402 | LINDLAND I | 5 | 5 | 7.8 | 31.9 | - | 5 | DALANE EV |
| 13402 | LINDLAND II | 5 | 4 | 34.0 | 85.1 | 2 | 5 | DALANE EV |
| 14602 | OLTEDAL | 5 | 8 | 1.6 | 7.0 | 3 | E | LK |
| 15201 | FLØYRLI | 5 | 9 | 65.0 | 162.0 | 2 | 2 | LK |
| 15321 | LYSEBOTN II | 5 | 2 | 220.0 | 136.0 | 5 | E | LK |
| 15341 | NILSEBUVATN I | 5 | 2 | 20.0 | 50.0 | 4 | E | LK |
| 15341 | NILSEBUVATN II | 5 | 3 | 0.0 | 20.0 | 3 | U | LK |
| 15702 | JØRPELAND II | 3 | 9 | 6.5 | 33.0 | 3 | U | LK |
| 15703 | JØSSANG | 3 | 9 | 80.0 | 211.0 | 3 | U | LK |
| 16101 | HJELMELAND | 2 | 2 | 6.0 | 18.0 | 3 | | LK |
| 16614 | HÅLANDSÅNA OVF | 8 | 4 | 0.0 | 66.0 | 1 | 9 | STATKRAFT |
| 16623 | TVERRÅ | 4 | 9 | 18.4 | 40.6 | 3 | 2 | RØLD.SULD. |
| 16642 | VASSTØL | 4 | 9 | 9.5 | 31.5 | 5 | 2 | RØLD.SULD. |
| 16660 | HAMRABØ V5 | 8 | 4 | 0.0 | 86.0 | 2 | 7 | UKJENT |
| 17001 | SAUDA III M/OVF | 4 | 4 | 0.0 | -239.0 | 1 | 5 | UKJENT |
| 17002 | NEDLAGTE SAUDA I/II | 4 | 1 | 0.0 | -331.0 | 2 | 2 | UKJENT |
| 17011 | SAUDA IV M/OVF | 4 | 4 | 0.0 | -79.0 | - | 5 | UKJENT |
| 17031 | SØNNÅ | 4 | 9 | 360.0 | 1619.0 | 2 | 2 | UKJENT |
| 17032 | BERDALEN | 4 | 9 | 45.0 | 123.0 | 2 | 2 | UKJENT |
| 17033 | SANDVATN OVF SAUDA | 8 | 4 | 0.0 | 53.0 | 1 | 2 | UKJENT |
| 17034 | NEDRE ÅBØELV OVF | 4 | 4 | 0.0 | 61.0 | 2 | 5 | UKJENT |
| 17602 | OVF ETNE | 5 | 4 | 0.0 | 8.3 | 3 | 5 | HEV |
| ** | HORDALAND | | | | | | | |
| 16651 | NOVLE | 4 | 4 | 0.0 | 21.7 | 2 | 1 | RØLD.SULD. |
| 19302 | BLÅFALLI IIA M/OVF | 8 | 6 | 85.0 | 234.0 | 2 | 1 | SKL |
| 19307 | BLÅFALLI V | 3 | 2 | 10.0 | 31.0 | 4 | U | SKL |
| 19801 | MURADALEN | 5 | 2 | 11.0 | 69.0 | 2 | 3 | SKL |
| 20411 | OVF BLÅDALSVATN | 5 | 4 | 0.0 | 52.0 | 2 | U | STATKRAFT |
| 22102 | TVEITAFOSS | 5 | 2 | 6.3 | 23.0 | 2 | 3 | IN HARD KL |
| 22902 | LUSSAND/GRANVIN | 5 | 6 | 8.3 | 74.0 | 4 | 2 | VOSS EV |
| 23301 | BJØLVEFOSSEN | 5 | 2 | 27.0 | 51.0 | - | X | BJØLVEF. |
| 23801 | SKULAFOSSEN OVF | 5 | 4 | 0.0 | 4.1 | 4 | U | KVAM KV |
| 24601 | TYSSE | 5 | 2 | 7.9 | 37.5 | 3 | 5 | BLV |
| 24610 | SAMNANGER UTV | 5 | 8 | 62.0 | 116.0 | 6 | X | BLV |
| 25001 | TRENGEREID | 5 | 2 | 2.1 | 11.5 | 1 | E | TRENGEREID |
| 25310 | FUGLADAL OVF | 5 | 4 | 0.0 | 36.0 | 2 | 3 | BKK |

## OPPRUSTING OG UTVIDELSE AV VANNKRAFTVERK PR. 15.2.1993

| NR | PROSJEKT | | STADIUM | TILTAK | MAKS YTELSE [MW] | MIDLERE ÅRSPROD. [GWH] | ØKONOMI-KLASSE | PRIORIT-GRUPPE | UTBYGGER (ANTATT) |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 25311 | SVARTAVATN OVF | | 5 | 4 | 0.0 | 6.2 | 4 | 3 | BKK |
| 25312 | VOSSA/SAGELVI OVF | | 5 | 4 | 0.0 | 50.0 | 4 | 3 | BKK |
| 25313 | GEITÅNI/RASSDAL OVF | | 5 | 4 | 0.0 | 34.0 | 2 | | BKK |
| 25411 | VOSSO/TEIGDALSV OVF | | 5 | 4 | 0.0 | 74.0 | 2 | 2 | BKK |
| 25413 | HOLSKARDVATN | | 5 | 2 | 15.0 | 30.0 | 4 | E | BKK |
| 25414 | BEINHELLEREN OVF (P) | | 5 | 4 | -6.9 | 65.0 | 2 | 2 | BKK |
| 25806 | NYGARD | PK | 2 | 2 | 95.0 | 59.0 | 2 | | BKK |
| 25811 | ÅSEBOTN | | 2 | 2 | 15.0 | 85.3 | 4 | | BKK |
| 25902 | HERLANDSFOSS UTV | | 5 | 8 | 0.0 | 11.4 | 4 | E | HERLNDF KK |
| 26003 | NEDRE BOTNAVATN | | 5 | 2 | 2.0 | 5.0 | 2 | U | NK |
| 26502 | STØLSELV OVF | | 5 | 4 | 0.0 | 10.0 | 4 | 1 | BKK |
| 26601 | MATRE M (OPPR) | | 5 | 8 | 0.0 | 19.0 | 2 | E | BKK |
| 26603 | FJERDE MOSEDALSVATN | | 5 | 8 | 4.0 | 15.0 | 1 | E | BKK |
| 26604 | FRIDALSVATN | | 5 | 8 | 0.0 | 15.0 | 2 | E | BKK |
| 26611 | HOMMELFOSS OVF | | 5 | 4 | 0.0 | 6.7 | 4 | 3 | BKK |
| ** | SOGN OG FJORDANE | | | | | | | | |
| 28301 | OVF VIK | | 8 | 4 | 0.0 | 50.0 | 6 | 7 | STATKRAFT |
| 29201 | LEINAFOSS UTV | | 3 | 2 | 4.8 | 15.8 | 3 | E | OSLO E. |
| 29804 | GRAVDALEN | | 5 | 4 | -29.0 | 183.2 | 4 | 7 | ØSTFOLD EV |
| 30211 | TYIN | | 5 | 2 | 240.0 | 189.0 | 4 | 4 | HYDRO |
| 30902 | SAGE | | 5 | 2 | 12.9 | 43.3 | 3 | 4 | LUSTER KL |
| 31106 | LEIRDØLA OVF V-SIDE | | 4 | 4 | 0.0 | 70.0 | 3 | U | STATKRAFT |
| 31106 | VESTSIDEELVENE | | 5 | 4 | 0.0 | 28.0 | 4 | 4 | STATKRAFT |
| 33001 | DYRNESLI | | 5 | 2 | 7.5 | 76.0 | 2 | 5 | VADHEIM F. |
| 33002 | RØRVIK | | 5 | 2 | 5.0 | 21.0 | 2 | 5 | VADHEIM F. |
| 34602 | STAKALDEFOSS | | 5 | 2 | 5.3 | 19.0 | 3 | 3 | SVULTINGEN |
| 35702 | SVELGSVATN | | 5 | 8 | 1.6 | 6.3 | 5 | E | ES-BREMANG |
| 36402 | GJEGNALUNDEN | | 5 | 2 | 45.0 | 80.5 | 4 | U | FIRDAKRAFT |
| 36611 | OVF ÅSKÅRA | | 5 | 4 | 0.0 | 15.0 | 1 | 1 | SFE |
| 36911 | FOSSHEIM | | 3 | 2 | 8.5 | 32.5 | 2 | U | PRIVAT |
| ** | MØRE OG ROMSDAL | | | | | | | | |
| 38801 | ÅMÆLA OVF BLÆJEVATN | | 5 | 4 | 0.0 | 6.8 | 2 | 7 | TUSSA KR |
| 39402 | KOPA UTV | | 2 | 8 | 1.0 | 5.1 | 3 | | VOLDA EV |
| 39502 | BJØRDAL UTV | | 5 | 6 | 1.0 | 12.0 | 4 | 4 | ØRSTA EV |
| 40402 | FRAMSETRA | | 5 | 2 | 4.2 | 15.5 | 3 | 2 | SYKKYLVEN |
| 40901 | JUVFOSSEN | | 3 | 2 | 5.4 | 29.0 | 2 | U | PRIVAT |
| 41301 | GEIRANGER | | 8 | 4 | 0.0 | 31.0 | 1 | 10 | TAFJORD KS |
| 41302 | STORFOSSEN | | 3 | 2 | 1.2 | 9.0 | 2 | 2 | STRANDA EV |
| 41601 | NORDDAL | | 8 | 4 | 0.0 | 58.0 | 3 | 9 | TAFJORD KS |
| 41702 | TAFJORD II UTV | | 2 | 8 | 2.5 | 11.0 | 3 | | TAFJORD KS |
| 41713 | BRUSEBOTN | | 2 | 2 | 1.8 | 4.1 | 3 | | TAFJORD KS |
| 42001 | DYRKORN | | 3 | 2 | 3.5 | 10.6 | 3 | 4 | PRIVAT |

## OPPRUSTING OG UTVIDELSE AV VANNKRAFTVERK PR. 15.2.1993

| NR | PROSJEKT | | STADIUM | TILTAK | MAKS YTELSE [MW] | MIDLERE ÅRSPROD. [GWH] | ØKONOMI-KLASSE | PRIORIT-GRUPPE | UTBYGGER (ANTATT) |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 43101 | BERILLFOSS | | 5 | 2 | 21.6 | 65.0 | 4 | 2 | RKK |
| 44601 | MEISAL I+II | | 5 | 2 | 2.2 | 10.2 | 3 | X | NESSET KK |
| 44801 | AURA II | | 5 | 2 | 500.0 | 528.0 | 3 | 5 | STATKRAFT |
| 44802 | REINSVATN | | 5 | 2 | 4.7 | 20.2 | 3 | 3 | STATKRAFT |
| 44803 | AURA OVF USMA | | 5 | 4 | 0.0 | 40.0 | 3 | 4 | STATKRAFT |
| 44805 | SKARVDALSVATN | | 5 | 2 | 15.0 | 100.0 | 3 | U | STATKRAFT |
| 44809 | HØVELVATN | | 5 | 2 | 1.8 | 5.5 | 4 | U | STATKRAFT |
| 44831 | HÅKÅDALSVATN | | 5 | 2 | 5.0 | 18.0 | 6 | U | STATKRAFT |
| 44841 | DALAVATN | | 5 | 2 | 2.6 | 9.5 | 3 | U | STATKRAFT |
| 44842 | SANDVATN | | 5 | 2 | 1.8 | 6.7 | 4 | U | STATKRAFT |
| 45705 | VINDØLA | | 5 | 2 | 21.0 | 72.0 | 3 | U | STATKRAFT |
| 45801 | SVORKA OVF BÆVRA | | 5 | 4 | 0.0 | 12.0 | 5 | 6 | STATKRAFT |
| 45803 | GEITØYVATN | | 5 | 2 | 2.5 | 10.5 | 4 | U | SVORKA EV |
| 45901 | VALSØYFJORD | | 5 | 2 | 1.9 | 3.4 | 3 | E | SVORKA EV |
| ** | SØR-TRØNDELAG | | | | | | | | |
| 00467 | HITTERELVA REG | | 8 | 3 | 0.0 | 6.7 | 1 | 9 | UKJENT |
| 00470 | ØVRE GLOMMA REG | | 8 | 3 | 0.0 | 130.8 | 1 | 9 | OPPLANDSKR |
| 47501 | SØA | | 5 | 4 | 0.0 | 15.7 | 3 | 6 | STK |
| 49201 | SKJENALDFOSS | | 5 | 2 | 19.0 | 51.0 | 5 | 4 | ORKDAL EV |
| 49302 | RESA OVF | | 4 | 4 | 21.0 | 52.0 | 6 | 4 | KVO |
| 49312 | LANGVELLA OVF | | 4 | 4 | 0.0 | 21.0 | 4 | 4 | KVO |
| 49316 | SKAUMA OVF | | 4 | 4 | 0.0 | 4.0 | 5 | 4 | KVO |
| 49710 | RAUBERGFOSSEN | | 8 | 2 | 2.1 | 9.2 | 4 | E | GAULDAL EV |
| 49912 | JULSKARET OVF USMA | | 5 | 4 | 1.3 | 15.0 | 5 | 8 | SELBU EV |
| 49915 | SLIND OVF USMA | | 5 | 4 | 0.0 | 28.0 | 5 | 8 | SELBU EV |
| 49924 | LØDDØLJA OVF | | 5 | 4 | 0.0 | 39.0 | 4 | 7 | TEV |
| 49926 | HENVOLA | | 5 | 6 | 82.5 | 156.0 | 5 | 10 | TEV |
| 49928 | SYLSJØEN | | 5 | 2 | 0.0 | 12.0 | 2 | E | TEV |
| 56102 | ND SKJÆRLIVATN | | 2 | 2 | 2.3 | 6.8 | 3 | | STK |
| ** | NORD-TRØNDELAG | | | | | | | | |
| 50400 | GAMLE MERÅKER | | 2 | 1 | -20.0 | -133.0 | - | | NTE |
| 50427 | MERÅKER | | 2 | 9 | 97.0 | 436.0 | 2 | | NTE |
| 50428 | TEVLA | PK | 2 | 9 | 49.6 | 98.0 | 2 | | NTE |
| 51703 | SUNDFOSSEN | | 5 | 2 | 1.7 | 9.0 | 4 | E | PRIVAT |
| 52201 | FOLLAFOSS | | 5 | 6 | 8.0 | 23.0 | 6 | E | NTE |
| 53301 | HESTDAL | | 5 | 2 | 1.5 | 6.3 | 4 | 3 | PRIVAT |
| 57931 | NESÅA/TUNNSJØDAL | | 4 | 6 | 43.0 | 106.0 | 4 | 3 | NTE |
| 58805 | LIULFOSS | | 5 | 2 | 13.0 | 11.4 | 4 | 3 | PRIVAT |
| ** | NORDLAND | | | | | | | | |
| 61901 | NYE LANGFJORD | | 5 | 6 | 13.7 | 42.0 | 4 | 2 | HELGEL KL |
| 63432 | MOSJØEN/UNKERVATN P | | 5 | 7 | -90.0 | -139.0 | 3 | 5 | STATKRAFT |

## OPPRUSTING OG UTVIDELSE AV VANNKRAFTVERK PR. 15.2.1993

| NR | PROSJEKT | STADIUM | TILTAK | MAKS YTELSE [MW] | MIDLERE ÅRSPROD. [GWH] | ØKONOMI-KLASSE | PRIORIT-GRUPPE | UTBYGGER (ANTATT) |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 63901 | FORSLAND I | 5 | 2 | 7.0 | 25.0 | 3 | 2 | HELGEL KL |
| 64821 | MØLNHUSBEKKEN | 5 | 5 | 7.5 | 30.0 | 3 | 3 | STATKRAFT |
| 64831 | MOSJØEN | 5 | 9 | 425.0 | 1300.0 | 3 | 5 | STATKRAFT |
| 65301 | AKERSVATN OVF (P) | 5 | 4 | -29.0 | 17.0 | 1 | X | STATKRAFT |
| 65301 | LAPPSETTJØNNA OVF | 5 | 4 | -0.3 | 9.0 | 1 | X | STATKRAFT |
| 65301 | PLURA OVF | 5 | 4 | 0.0 | 9.0 | 2 | X | STATKRAFT |
| 65301 | RABOTSBEKKEN OVF | 5 | 4 | 0.0 | 8.0 | 1 | X | STATKRAFT |
| 65301 | RANA OVF NORD | 5 | 4 | 0.0 | 113.0 | 3 | 5 | STATKRAFT |
| 65301 | RANA UTV | 5 | 3 | 0.0 | 24.5 | 2 | E | STATKRAFT |
| 65302 | GRESSVATN | 5 | 2 | 8.5 | 34.7 | 1 | 1 | STATKRAFT |
| 65311 | KJENSVATN | 5 | 2 | 5.0 | 15.0 | 3 | X | STATKRAFT |
| 65401 | JERNVERKET | 5 | 2 | 3.5 | 30.6 | 1 | E | NORSK JVRK |
| 65402 | ANDFISKÅGA | 5 | 6 | 6.5 | 24.4 | 3 | 2 | STATKRAFT |
| 65803 | FAGERVOLLAN II | 5 | 5 | 5.4 | 22.3 | 3 | 3 | HELGEL KL |
| 68102 | REINSKAR | 5 | 2 | 7.0 | 43.0 | 2 | 1 | SUNDSF. KL |
| 68201 | SUNDSFJORD OVF | 5 | 4 | 0.0 | 15.9 | 4 | 1 | HYDRO |
| 68202 | LANGVATN II | 5 | 7 | 25.0 | 192.9 | 4 | 7 | HYDRO |
| 68801 | OLDEREID | 4 | 4 | 0.0 | 9.3 | 1 | 2 | SALTEN KSB |
| 69505 | CORUTJOHKA OVF BAL | 8 | 4 | 0.0 | 31.0 | 1 | 7 | SALTEN KSB |
| 69806 | SJØNSTÅ OVF TVERRELV | 3 | 4 | 0.0 | 11.3 | 1 | 4 | SALTEN KSB |
| 69813 | BAL | 4 | 5 | 17.0 | 75.8 | 2 | 4 | SALTEN KSB |
| 69815 | JUNKERDAL OVF | 8 | 7 | 41.0 | 237.9 | 2 | 12 | SALTEN KSB |
| 70801 | STRAUMEN | 5 | 5 | 1.6 | 6.6 | 5 | 3 | SALTEN KSB |
| 70802 | STRAUMVATN | 5 | 5 | 4.3 | 19.0 | 2 | 3 | SALTEN KSB |
| 70803 | RØYRVATN | 5 | 9 | 4.3 | 21.0 | 5 | 3 | SALTEN KSB |
| 70907 | SISO UTV I | 5 | 4 | 0.0 | 16.4 | 1 | U | ES-SALTEN |
| 70908 | SISO UTV II | 5 | 4 | 0.0 | 2.0 | 1 | U | ES-SALTEN |
| 71301 | KOBBELV OVF | 3 | 4 | 0.0 | 2.2 | 2 | U | STATKRAFT |
| 72502 | FJERDEVATN | 5 | 2 | 3.9 | 16.8 | 3 | 2 | N-SALTEN K |
| 72503 | VASJA OVF | 5 | 4 | 14.5 | 61.0 | 2 | 5 | N-SALTEN K |
| 72505 | VASJA | 5 | 2 | 6.5 | 27.0 | 2 | 12 | N-SALTEN K |
| 72507 | ROGGEJAVRI | 5 | 2 | 2.3 | 8.0 | 5 | 6 | N-SALTEN K |
| 73301 | GAMMELOFVATN REG/OVF | 3 | 7 | 0.0 | 18.0 | 2 | U | NORDKRAFT |
| 73502 | HJERTEVATN | 5 | 6 | 3.5 | 15.2 | 3 | 12 | BALLANGEN |
| 73503 | RAUVATN | 4 | 5 | 3.8 | 14.1 | 3 | 12 | BALLANGEN |
| 73811 | FORSELV | 5 | 2 | 7.9 | 25.4 | 2 | 2 | STATKRAFT |
| 73901 | HÅKVIK | 5 | 1 | -3.8 | -34.1 | 4 | 8 | NARVIK EV |
| 73902 | BEISFJORD | 5 | 6 | 15.0 | 79.0 | 4 | 8 | NARVIK EV |
| 74801 | NIINGENVATN REG | 4 | 3 | 0.0 | 1.1 | 3 | U | NIINGEN KL |
| 75401 | TENNESVATN | 8 | 4 | 1.3 | 2.5 | 1 | E | LOFOTKRAFT |
| 75411 | KROKVATN | 5 | 4 | 2.0 | 3.0 | 2 | 1 | LOFOTKRAFT |
| ** | TROMS | | | | | | | |
| 76101 | NEDREFOSS | 8 | 2 | -0.7 | 16.7 | - | X | STE |

## OPPRUSTING OG UTVIDELSE AV VANNKRAFTVERK PR. 15.2.1993

| NR | PROSJEKT | STADIUM | TILTAK | MAKS YTELSE [MW] | MIDLERE ÅRSPROD. [GWH] | ØKONOMI-KLASSE | PRIORIT-GRUPPE | UTBYGGER (ANTATT) |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 76102 | ØVREFOSS | 8 | 8 | 0.5 | 0.9 | - | X | STE |
| 76802 | SVARTHOLA | 5 | 6 | 6.6 | 21.2 | 3 | 9 | TK |
| 77301 | HELLEREN | 5 | 4 | 1.8 | 10.6 | 3 | 10 | S-TROMS EF |
| 77302 | SKODDEBERG | 5 | 6 | 2.5 | 20.2 | 4 | 10 | S-TROMS EF |
| 77401 | HILLESHAMN | 5 | 2 | 2.2 | 11.5 | 4 | 3 | S-TROMS EF |
| 77601 | STORFOSSEN | 5 | 5 | 7.0 | 27.6 | 3 | 7 | S-TROMS EF |
| 79105 | INNSET II | 5 | 2 | 17.0 | 0.0 | - | X | STATKRAFT |
| 83406 | SOIKKAJAVRRE OVF | 5 | 4 | 0.0 | 35.9 | 6 | 4 | TK |
| 83407 | BOULLANJÅKKA OVF | 3 | 4 | 0.0 | 22.7 | 4 | 2 | TK |
| ** | FINNMARK | | | | | | | |
| 85201 | MATTISFOSS | 2 | 2 | 2.0 | 10.0 | 3 | | ALTA KL |
| 85301 | ALTA | 5 | 8 | 100.0 | 100.0 | 1 | E | STATKRAFT |
| 86001 | BREIVIKBOTN | 5 | 8 | 1.5 | 6.0 | 4 | E | HAMMERFEST |
| 86301 | HAMMERFEST | 5 | 5 | 1.8 | 8.7 | - | X | HAMMERFEST |
| 94801 | KOBHOLM | 5 | 8 | 4.5 | 15.0 | 4 | E | STATKRAFT |
| *** **Total** *** | | | | 4830.7 | 13146.5 | | | |

*** Forklaring til tabellen

STADIUM:
- **2** = Konsesjon gitt
- **3** = Konsesjon søkt
- **4** = Forhåndsmeldt
- **5** = Rest
- **8** = Foreslått vernet i Verneplan IV

TILTAK:
- **1** = Nedlagt kraftverk
- **2** = Nytt kraftverk
- **3** = Økt/nytt magagsin
- **4** = Overføring
- **5** = 2+3
- **6** = 2+4
- **7** = 3+4
- **8** = Opprusting
- **9** = 2+3+4

PRIORIT-GRUPPE:
- **1-5** = Samlet plan kategori I
- **6-16** = Samlet plan kategori II
- **E** = Trenger kun anleggskonsesjon etter energiloven
- **U** = Unntatt Samlet plan
- **X** = Ikke behandlet i Samlet plan

# VEDLEGG 4

## SAMMENDRAG AV DEMONSTRASJONSPROSJEKTENE

1 Rotnes (AK)
2 Modumprosjektene (BU)
3 Begna og Hensfoss (BU)
4 Noreverkene (BU)
5 Skotfoss (TM)
6 Rjukanverkene/Tinnelva (TM)
7 Hunsfoss/Vigelandsfoss (VA)
8 Håverstad (VA)
9 Skjerka-prosjektet (VA)
10 Lindland (RO)
11 Saudautbyggingen (RO)
12 Bjølvefossen (HO)
13 Samnangervassdraget (HO)
14 Rognsfossen (HO)
15 Leinafoss (SF)
16 Riksheimselva (MR)
17 Auraverkene (MR)
18 Nesåa/Tunnsjødal (NT)
19 Langfjord (NO)
20 Vefsna/Røssåga (NO)
21 Ranaverkene (NO)
22 Rekvatn på Hamarøy (NO)
23 Gausvikvassdraget (TR)
24 Bardufoss (TR)
25 Innset II (TR)
26 Hakkstabben (FM)
27 Porsa I og II (FM)
28 Hammerfest (FM)
29 Breivikbotn (FM)

## DEMONSTRASJONSPROSJEKT NR 1: ROTNES

## 1 UTBYGGINGSPLANER FOR OPPRUSTING AV ROTNES KRAFTVERK I NITELVA, AKERSHUS FYLKE

### 1.1 Dagens situasjon i vassdraget.

| KRAFTVERK | Installasjon | | Produksjon GWh | Magasin % | Byggeår | Eier |
|---|---|---|---|---|---|---|
| | kW | Type | | | | |
| Rotnes | 180 | Francis | ca. 1 | ca. 6 | 1940 | Nittedal Energiverk |

Rotnes kraftverk har vært ute av drift siden det ble oversvømmet under storflommen i oktober 1987.

### 1.2 Demonstrasjonsprosjekt

Rotnes kr.v. er representativt for en rekke nedlagte småkraftverk rundt om i landet, kraftverk som det har vært liten interesse for å sette i stand igjen. Det var ønskelig å få en grundig vurdering av Rotnes for å kunne påvise økonomien ved en opprusting. Det er vurdert løsninger som vil kunne gi nyttige erfaringer ved drift av småkraftverk.

### 1.3 Utbyggingsplaner

#### 1.3.1 Hoveddata

| Alternativ | A1 | A2 |
|---|---|---|
| Sum installasjon, total MW | 0,5 | 0,5 |
| Sum installasjonsøkning MW | 0,32 | 0,32 |
| Sum produksjon, total GWh | 2,59 | 2,68 |
| Sum produksjonsøkning GWh | ca. 1,6 | ca. 1,7 |
| Sum utbyggingskostnad, mill.kr. | 6,9 | 7,65 |
| Økonomiklasse inkl. verdi av eksisterende anlegg. | 3 | 3 |

Planen konsentrerer seg i første rekke om dam/inntak.

### 1.3.1. Alt.A1

Planen omfatter, i tillegg til maskin- og elektroteknisk utstyr, ny dam og inntak. Inntaket plasseres omtrent ved det eksisterende, mens dammen er trukket nedstrøms den eksisterende.
Dammen utføres med fast overløp.

**Alt.A2**

Som alt A1, men med terskel + gummiluke

### 1.3.2 Magasiner

Det finnes en del mindre reguleringer lenger opp i vassdraget, med et totalt magasininnhold på 8,5 mill. m3. Disse blir ikke berørt av opprustingsplanene.

### 1.3.3 Vannveger

| | Type | Lengde m | Tverr-snitt $m^2$ |
|---|---|---|---|
| Inntak - stasjon | rør | 135 | D = 1,4m |

## 1.4 Status

Nittedal Energiverk er, på grunnlag av de foreliggende planer med kostnadsoverslag, ikke interessert i å sette i stand kraftverket igjen. Grunneier er interessert, men kommunen har krevd ytterligere utredninger for å se om det kan være mulig for Energiverket å utføre opprustingen.
Det er søkt om byggestøtte for prosjektet, og det kan være aktuelt som pilotprosjekt (dam/inntak).

Det vises forøvrig til O/U demonstrasjonsprosjektrapport nr 1.

## DEMONSTRASJONSPROSJEKT NR 2: MODUMPROSJEKTENE

MODUM - NEDRE DRAMMENSELV

1.1 Dagens situasjon

| Kraftverk | elv | Fall m | Midl. vannf. $m^3/s$ | Sluke-evne $m^3/s$ | Aggregat | | | Inst. MW | Prod GWh |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | | | | År | | MW | | |
| Holmen-Hellefoss (HH) | | 5.3 | 317 | 240 | -53 | K | 2.8 | 8.4 | 63 |
| | | | | | -53 | K | 2.8 | | |
| | | | | | -58 | K | 1.6 | | |
| | | | | | -58 | K | 1.6 | | |
| Døvikfoss (BE) | | 6.1 | 312 | 300 | -75 | R | 15.0 | 15 | 105 |
| Embretsfoss II (Union) | | 16.9 | | 71 | -21 | F | 2.9 | 8.7 | 50 |
| | | | | | -21 | F | 2.9 | | |
| | | | 294 | | -21 | F | 2.9 | | |
| Embretsf III (BE) | | 16.9 | | 151 | -54 | K | 18.4 | 18.4 | 170 |
| Gravfoss (DEV) | | 19.5 | 170 | 118 | -32 | F | 8.8 | 18.6 | 153 |
| | | | | | -35 | K | 9.2 | | |
| Geithusfoss (BE) | | 9.2 | 170 | 160 | -61 | K | 12.0 | 12 | 87 |
| Kaggefoss (DEV) | Snarum | 71.9 | 123 | 130 | -51 | F | 21.6 | 74 | 480 |
| | | | | | -52 | F | 16.2 | | |
| | | | | | -56 | F | 16.2 | | |
| | | | | | -65 | F | 28.0 | | |
| Ramfoss (Ramf. KL) | Snarum | 22.4 | 121 | 157 | -61 | F | 10.3 | 30 | 171 |
| | | | | | -61 | F | 10.3 | | |
| | | | | | -70 | F | 10.3 | | |
| Kongsfoss (Modum EV) | Simoa | 15.5 | 18 | 7 | -50 | F | 0.7 | 0.9 | 5 |
| Haugfoss (Modum EV) | Simoa | 37.0 | 18 | 8 | -40 | F | 1.2 | 2.2 | 17 |
| | | | | | -88 | F | 2.2 | | |

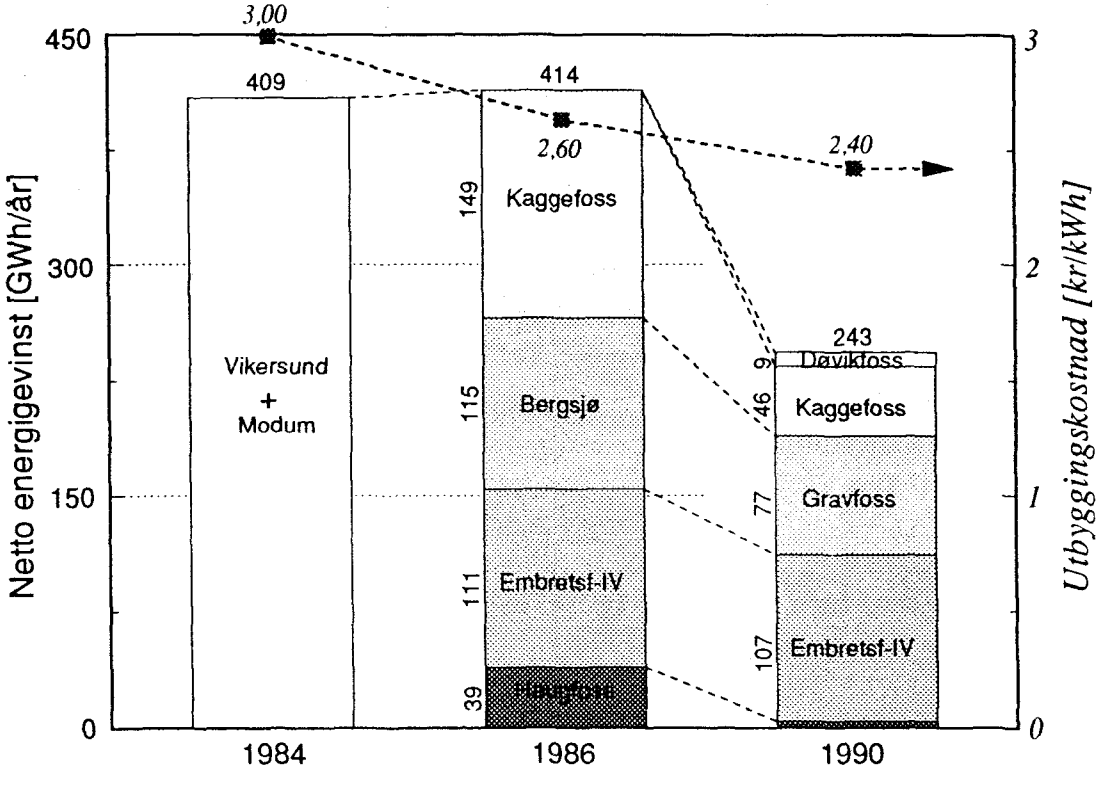
Midlere produksjon fra alle kraftverkene i nedre Drammenselv er i overkant av 1300 GWh/år. Kaggefoss og Ramsfoss i Snarumselva representerer vel 50% av dette med 480 GWh på Kaggefoss.

Bare Ramsfoss har en slukevne over midlere vannføring. Dette er unormalt for elvekraftverk som normalt ligger mellom 1,5-2 ganger midlere vannføring. Kaggefoss har mindre slukevne enn Ramsfoss, og kan i perioder være en flaskehals for driften av Ramsfoss.

## SAMMENDRAG AV UTVIDELSESPLANER I 80 ÅRENE FRAM TIL 1992

Med ny energilov, milde vintrer og påfølgende lavere energipriser har de økonomiske rammebetingelsene blitt endret mye siden de første opprustning/utvidelses-planene ble lansert i nedre Drammenselv.

Siden prosjektet "Store Modum" som ble plassert i Samlet Plans kategori I har det skjedd en oppsplitting i flere opprustnings"biter" som har resultert i noe lavere ressursutnyttelse, men forhåpentligvis mer økonomisk og miljømessig akseptable prosjekter. Utviklingen over tid er vist i figuren nedenfor der utbyggingskostnaden er forsøkt sammenlignet ved å justere prosjektene fra 1984 og 1986 fram til 1990-nivå. (Justeringen er gjort v.hj.a. NVE-ERs kostnadsindeks for vannkraftverk basert på material- og lønnsindeks fra SSB, dvs. ikke lev.- og entreprenør kostnader).




Dagens mest aktuelle prosjekter utgjør siste kolonne i figuren. Ved økonomiklassifisering basert på netto energigevinst blir O/U-prosjektene ved Døvikfoss, Embretsfoss, Gravfoss og Kaggefoss plassert i hhv. økonomiklasse 1, 2/3, 3 og 2. Nytteverdien er imidlertid høyere spesielt ved Gravfoss og delvis ved Embretsfoss da en opprustning uansett vil være nødvendig i nærmeste fremtid for å opprettholde produksjonsnivået.

Som figuren ovenfor viser så har totalt aktuelt utbyggingspotensial falt fra over 400 GWh til ca 240 GWh. Dette skyldes hovedsaklig mindre utbygging i Kaggefoss og Gravfoss. Marginalkostnaden for å utnytte det største potensialet er hhv. 3.20 og 2.66 kr/kWh. Dvs. større ressursutnyttelse enn dagens planløsning ville blitt vesentlig dyrere ved Kaggefoss, men ikke ved Gravfoss. Bergsjø-alternativet gir netto 111 GWh, mens Gravfoss gir ca 77

GWh til omtrent samme utbyggingskostnad (kr/kWh). Lokalt var imidlertid det mest attraktive ved Bergsjøplanen muligheten til effektkjøring dersom overvannet i Embretsfoss ble hevet til undervann Bergsjø. Selv om det i Norge pr i dag er effektoverskudd så er det i Drammensdistriktet effekt-mangel.
Bergsjø-alternativet strandet imidlertid først og fremst på grunn av endrede kriterier for optimalisering ved at samarbeidet med Statkraft om foredling av flomkraften ikke lengre var interesant etter den nye energloven. Miljømessig var prosjektet også mindre akseptabelt fordi vannføring i elva ville bli redusert. I utgangspunktet var det også manglende samarbeidsinteresse fra kraftselskapene.

Det må her presiseres at utbyggingsplanene som nå foreligger likevel ikke er til hinder for senere ressursutnyttelse av både Geithusfoss og Kaggefoss dersom økte energipriser gjør en utbygging bedriftøkonomisk lønnsomt. I tillegg er det mulig å innvinne ca 22 GWh flomkraft ved å beholde eksisterende Gravfoss etter utbyggingen av nye Gravfoss.
Som en kuriositet kan det nevnes at rent teknisk/økonomisk potensiale er totalt ca 520 GWh (netto) for under 2.50 kr/kWh. Dette kunne vært oppnåelig ved å anlegge en kraftstasjon ved Vikersund med vann fra Snarumselva og Tyrifjorden tappet ut gjennom en stasjon i Sandvika!

## KONKLUSJONER

Opprustning/utvidelse der man ønsker å se vassdraget i en større sammenheng lar seg lettere gjennomføre med kun en eier. De eksisterende stasjonene som er en blanding av nye og tildels svært gamle stasjoner med ulike eiere vil det ved behov for samarbeid lett oppstå interessekonflikter. Oppkjøp av kraftselskap eller fusjonering slik man har gjort i ovenforliggende Randselv har trolig gitt en raskere prosjektevaluering og en bedre ressursutnyttelse.

# DEMONSTRASJONSPROSJEKT NR 3: BEGNA OG HENSFOSS

## 1 UTBYGGINGSPLANER FOR HENSFOSS OG BEGNA I DRAMMENSVASSDRAGET I BUSKERUD FYLKE

### 1.1 Dagens situasjon i vassdraget.

| KRAFTVERK | Installasjon | | Produksjon | Maga-sin | Bygge-år | Eier |
|---|---|---|---|---|---|---|
| | MW | Type | GWh | % | | |
| Hensfoss | 8,7<br>8,3 | fr<br>kap | 120 | 30 | 1946(61)<br>1950 | Follum |
| Begna | 5,6 | kap | 40 | 30 | 1954 | Follum |

### 1.2 Demonstrasjonsprosjekt

Hensfoss og Begna i Begnavassdraget har slukevne (ca 80 m3/s) som er dårlig tilpasset de øvrige stasjonene i vassdraget. Slukevnen er tilnærmet lik som for stasjonen ovenfor, men det er et betydelig lokalt tilsig imellom. I stasjonen nedenfor er slukevnen 120 m3/s. Økning av slukevnen vil i tillegg til økt produksjon bety en friere disponering av hele vassdraget.

### 1.3 Utbyggingsplaner

#### 1.3.1 Hoveddata

I tabellene nedenfor er data for begge stasjonene slått sammen.

| Alternativ | Alt A | Alt B | Alt C |
|---|---|---|---|
| Sum installasjon, total MW | 37 | 37 | 37 |
| Sum installasjonsøkning MW | 14 | 14 | 14 |
| Sum produksjon, total GWh | 200 | 200 | 200 |
| Sum produksjonsøkning GWh | 40 | 40 | 40 |
| Sum utbyggingskostnad, mill.kr. | 180 | 135 | 120 |
| Økonomiklasse inkl. verdi av eksisterende anlegg. | 4 | 6 | 4 |

Prosjektet gir økt fastkraftbidrag på 42 GWh med fastkraftkostnad ca 24,5 øre/kWh (inklusiv restverdi av dagens anlegg).

#### 1.3.1.A Alt.A

Bygging av ny stasjon som utnytter hele fallet. Dagens stasjoner nedlegges.

#### 1.3.1.B Alt.B

Separate påbygginger av de eksisterende stasjonene for tilleggsslukevnen. Dagens utstyr beholdes og rehabiliteres ved behov.

#### 1.3.1.C ALT.C

Felles utbygging av tilleggsslukevnen i et fall. Dagens stasjoner beholdes uendret.

### 1.3.2 Magasiner

Det er ingen planer om endringer i reguleringsanleggene. Stasjonene kjører på vann fra ovenforliggende stasjoner pluss lokalt tilsig.

### 1.3.3 Vannveger

Ved opprusting etter alt A med bygging av en ny stasjon som nytter hele fallet forutsettes det slipping av minstevann i elva som kan nyttes i minikraftverk ved dagens stasjoner.

## 1.4 Status

Det foreligger foreløpig ikke konkrete planer for å realisere prosjektet. Den samfunnsøkonomiske lønnsomheten er vurdert i NVE. Alternativene A og C er vurdert som mest lønnsomme. Lønnsomheten i prosjektet er avhengig av restverdien av de eksisterende anleggene. Den største lønnsomheten synes å oppnås ved å oppruste etter alternativ A, men først utnytte dagens stasjoner ut levetiden. Nøye vurderinger av levetid, driftskostnader og risiko for driftsstans må gjøres før optimalt tidspunkt kan bestemmes.

Prosjektet er beskrevet i demo-prosjekt rapport nr 3

DEMONSTRASJONSPROSJEKT NR 4: NOREVERKENE

# 1 UTBYGGINGSPLANER VED NORE-VERKENE I NUMEDALSLÅGEN I BUSKERUD FYLKE

## 1.1 Dagens situasjon i vassdraget.

| KRAFTVERK | Installasjon | | Produksjon | Magasin | Byggeår | Eier |
|---|---|---|---|---|---|---|
| | MW | Type | GWh | % | | |
| NORE II | 55 | Fr.cis | 308 | 48 | 1926 | Statkraft |
| NORE I | 200 | Pelton | 1.077 | 49 | 1946 | Statkraft |

## 1.2 Demonstrasjonsprosjekt

Nore-verkene som ble satt i drift i 1928 er av de eldste store kraftverkene i Norge. Datidens dimensjonering av rørgate, tunneler etc. skulle tilsi et stort O/U-potensiale i Nore. Verkene var særlig interessant med tanke på å utnytte fallet i begge stasjonene i en ny stasjon parallelt og evt. utnytte stasjonen med tanke på toppeffekt.

## 1.3 Utbyggingsplaner

### 1.3.1 Hoveddata

| Alternativ | A1 | A2 | A3 |
|---|---|---|---|
| Sum installasjon, total MW | 255 | 292 | 292 |
| Sum installasjonsøkning MW | 0 | 41 | 41 |
| Sum produksjon, total GWh | 1.394 | 1.525 | 1.534 |
| Sum produksjonsøkning GWh | 9 | 140 | 149 |
| Sum utbyggingskostnad, mill.kr. | 140 | 840 | 140+840 |
| Økonomiklasse inkl. verdi av eksisterende anlegg. | 6 | 4 | 4/5 |

Merknad: I tillegg til utbyggingsalternativene skissert ovenfor er det mulig å innvinne ca 25 GWh ved å bygge en ny 40 $m^2$ tilløpstunnel parallelt den eksisterende. Dette prosjektet er uavhengig av om øvrige prosjekter blir realisert. Kostnad 68 mill.kr. Økonomiklasse 3.

#### 1.3.1.A Alt.A

Fjerning av rørene og ny trykksjakt med gren-rør i fjell. Eksisterende tilløpstunnel benyttes og ny vertikal trykksjakt sprenges fra topp eksisterende rørgate. Videre med ny tunnel og grenrør tilpasset for fortsatt drift i eksisterende stasjon. En oppgradering av halvparten av aggregatene vil være nødvendig i perioden 1995-2000. Oppgradering av resterende maskiner antas å komme i årene 2010-15. Kostnad for hver oppgradering er anslått til 60 Mkr (12 Mkr pr. år). Stasjonene Nore I og II benyttes som tidligere.

### 1.3.1.B Alt.B - Nore III

Ny stasjon parallelt Nore I og II. Begge stasjonene nedlegges (restfeltet til Nore II antas å tilsvare kravet til minstevannføring). Ny trykksjakt sprenges fra topp eksisterende rørgate, ny stasjon i fjell med 292 MW (netto: + 41 MW) og ny avløpstunnel ut til eksisterende undervann i Nore II. Antatt idriftsettelsestidspunkt er 1998.

### 1.3.1.C Alt.C

Komb. av alt.A og B. Forutsetter først en utbygging som alt. A. Byggetrinn 2 vil tilsvare løsningen i alt. B, men ny trykksjakt unngås ved påkobling i bunnen av loddsjakten i alt. A. Alternativet innebærer en forskyvning av løsn. B til ti år senere, dvs. antatt idriftsettelsestidspunkt er ca 2007.

### 1.3.2 Magasiner

Ingen av utbyggingsplanene vil endre reguleringene eller øke magasinvolumet. Nore har direkte inntak i Tunhovdfjorden som sammen med Pålsbufjord utgjør et reguleringsvolum på 687 mill.$m^3$.

### 1.3.3 Vannveger

| | Type | Lengde m | Tverrsnitt $m^2$ |
|---|---|---|---|
| Nore III | Trykksjakt | 420 | 36 |
| | Trykktunnel | 850 | 58 |
| | Avløpstunnel | 4050 | 58 |

Merknad: En avklaring av O/U-mulighetene ble påskyndet av et pålegg gitt av NVE-TT i Des.-92, angående utskifting av smisveisede rør. Utskiftingen må være påbegynt innen 1995.

## 1.4 Status

På grunn av pålegget om utskifting av rørgata til Nore I, må byggestart igangsettes før -95. Verdien av alt. B og C er avhengig av restverdien til det eksisterende anlegget. Plasseringen i økonomi-klasser blir derfor svært usikker for disse to alternativene. Nåverdibetraktninger indikerer at løsning A vil bli valgt i første omgang. Dette vil i mindre grad være til hinder for en senere større ressursutnyttelse (alt. C). Sannsyligvis vil eieren gå inn for utbygging etter alt.A i først omgang for deretter i bygge en ny stasjon parallelt Nore I og II om 15-20 år, dvs alt. C.

Bygging av ny, parallell tilløpstunnel kan utføres uavhengig av utbyggingsplanene ovenfor (økonomiklasse 2).

I tillegg til vurderingene skissert ovenfor har effektpotensialet i Nore vært vurdert i PBG's utredning om effektutbygging i Nore, 1988. Begrensende faktor her er nedstrøms vannstandstigning.

## DEMONSTRASJONSPROSJEKT NR 5: SKOTFOSS

## 1 UTBYGGINGSPLANER FOR SKOTFOSS KRAFTVERK I SKIENSVASSDRAGET, TELEMARK FYLKE

### 1.1 Dagens situasjon i vassdraget.

| KRAFTVERK | Installasjon | | Produksjon | Magasin | Byggeår | Eier |
|---|---|---|---|---|---|---|
| | MW | Type | GWh | % | | |
| Skotfoss | 11,8<br>11,8 | Kaplan<br>Kaplan | 15 | 50 | 1953<br>1971 | UNION |

### 1.2 Demonstrasjonsprosjekt

Etter at 55 m3/s ble frigjort ved nedleggelse av 5 slipeturbiner årsskiftet 1986/87 har det vært tildels store vanntap ved kraftverket. Dette, sammen med et visst falltap mellom Norsjø og Hjellevann, er bakgrunnen for planer om utvidelse av kraftverket.

### 1.3 Utbyggingsplaner

#### 1.3.1 Hoveddata

| Alternativ | 1 |
|---|---|
| Sum installasjon, total MW | 33,1 |
| Sum installasjonsøkning MW | 10,1 |
| Sum produksjon, total GWh | 179,0 |
| Sum produksjonsøkning GWh | 28,4 |
| Sum utbyggingskostnad, mill.kr. | 104 |
| Økonomiklasse inkl. verdi av eksisterende anlegg. | 4/5 |

#### 1.3.1.A Alt.A

Prosjektet går ut på å bygge en ny kraftstasjon parallelt med den eksisterende, samt foreta kanaliseringsarbeider i overvann og undervann. Det bygges nytt inntak sør for det eksisterende og stasjonen bygges i direkte tilknytning til inntaket. Fra kraftstasjonen føres vannet i tunnel til undervann i Hjejellevann. Selv om kraftverksprosjektet ikke kommer til utførelse (svak økonomi) vil kanaliseringen likevel ha god lønnsomhet og kan utføres som separate prosjekter.

### 1.3.2 Magasiner

Skotfoss er et rent elvekraftverk. Magasinvolum i ovenforliggende deler av vassdraget er 4208 mill. m3.

### 1.3.3 Vannveger

| | Type | Lengde m | Tverr-snitt $m^2$ |
|---|---|---|---|
| Kr.st. - Hjellevann | Tunnel | ca 400m | 80-120 |

## 1.4 Status

Prosjektet er foreløpig til vurdering hos eier (UNION).

# DEMONSTRASJONSPROSJEKT NR 6: RJUKANVERKENE/TINNELVA

## 1 UTBYGGINGSPLANER FOR KRAFTVERK I MÅNA, MÅR OG TINNE, TELEMARK FYLKE. (RJUKAN-PROSJEKTET)

### 1.1 Dagens situasjon i vassdraget.

| KRAFTVERK | Installasjon MW | Produksjon GWh | Magasin % | Byggeår | Eier |
|---|---|---|---|---|---|
| Ovenf. Tinnsjø | 600 | 3610 | | | N.Hydro, Statkraft |
| Nedf. Tinnsjø | 183 | 987 | | | N.Hydro, SKK |

Merknader:
Ovenfor Tinnsjøen er det i alt 5 kraftverk i Måna og 1 i Mårvassdraget.
Mellom Tinnsjøen og Heddalsvatn er det 4 kraftverk.
Kraftverkene er bygget i perioden ca. 1910 til den siste utvidelsen av Årlifoss i 1989.

### 1.2 Demonstrasjonsprosjekt

Kraftverkene som utnytter fallet i Måna og Mår har lang brukstid. Samtidig utnytter de fall mellom store regulerte magasiner. Det var derfor i utgangspunktet gode muligheter med utvidelser med tanke på effektgevinster. Hvordan en slik effektutbygging ville påvirke vassdraget lenger nede (Tinnelva) måtte også vurderes.
Flere eiere til kraftverkene ble vurdert som en mulig kompliserende faktor.

Det ble laget en rapport i 1987 som vurderte utbygging fra Møsvatn hhv Mår/Kalhovd til Tinnsjøen i en felles kraftstajon. Fallet mellom Tinnsjøen og Heddalsvatnet ble utnttet ien ny stasjon parallell med de eksisterende. Disse planene fikk ikke gehør hos de aktuelle utbyggere.
I 1990/91 ble det derfor utarbeidet nye planer der man gikk inn på separatopprusting av de enkelte kraftverk.

### 1.3 Utbyggingsplaner

#### 1.3.1 Hoveddata, 1987-rapport

| Alternativ | Ovenfor Tinnsjøen | Nedenfor Tinnsjøen | Sum |
|---|---|---|---|
| Sum installasjon, total MW | 1257 | 353 | 1610 |
| Sum installasjonsøkning MW | 656 | 170 | 826 |
| Sum produksjon, total GWh | 4176 | 1269 | 5445 |
| Sum produksjonsøkning GWh | 476 | 242 | 718 |
| Sum utbyggingskostnad, mill.kr. | 2378 | 1065 | 3443 |
| Økonomiklasse inkl. verdi av eksisterende anlegg. | 3 | 5 | 4 |

### 1.3.2 Magasiner

Kraftverkene i Måna utnytter magasinet i Møsvatn på 1064 mill. m3.
Mår kr.v. utnytter magasinene i Mårvatn på 321 mill. m3 og Kalhovdfj./Grottevatn på 260,4 mill. m3. Totalt magasinvolum ovenfor Tinnsjøen er 1645 mill. m3. Kraftverkene i Tinnelva nyttiggjør seg i tillegg magasinet i Tinnsjøen på 204 mill. m3.

Det vil ikke bli etablert nye magasiner i forbindelse med prosjektet.

### 1.3.3 Vannveger

Frøystul kr.v. er forutsatt utvidet med en parallell driftstunnel i et 1. byggetrinn før dette prosjektet kommer til utførelse. Denne vil bli utvidet ved strossing i 2. byggetrinn. Kalhovd kr.v. bygges med tilløpstunnel, stålforet sjakt og avløpstunnel.
Rjukan kr.v. bygges med en driftstunnel fra Skardfossdammen og en fra Grottevatn til uforet/stålforet sjakt fram til felles kraftstasjon.
Felles avløpstunnel til Tinnsjøen.
Heddal kraftverk bygges med tunnel og en kort stålforet sjakt fram til kraftstasjonen. Avløpstunnel til Heddalsvatnet.

### 1.3.4 Rapport 1990/91

I denne rapporten vurderes en effektutbygging av Mår kraftverk, utvidelse av av Frøystul kr.v., utvidelse av vannvei Vemork kr.v.,
opprusting Såheim kr.v., og et alternativ med nytt Moflåt kr.v. parallelt med eksisterende Vemork, Såheim og Moflåt kraftverker.
Opprusting av kraftverkene i Tinnelven mellom Tinnsjøen og Heddalsvatnet vurderes også.

Bruk av Tinnsjøen som utjevningsmagasin er vurdert.

Alternativene for Mår gir installasjonsøkninger fra 155 til 460 MW.
Bygging av nytt Moflåt kr.v. gir en installasjonsøkning på 200 MW
Kraftverkene i Tinnelva vil få en installasjonsøkning på 73 MW, fra 189 til 262 MW inkl. 40 MW fra de planlagte nye verkene Kålemoen, Bøenøya og Evje.

Årsproduksjonen vil øke med 145 GWh evt. 50 GWh avhengig av alternativ i kraftverkene ovenfor Tinnsjøen. I de eksisterende kraftverkene i Tinnelva vil produksjonsøkningen bli 3 GWh eller 16 GWh avh. av alternativ. I tillegg kommer en produksjon på 173 hhv 175 GWh i de nye verkene.

### 1.3.5 Vurdering, status

I dag (1992) er ikke forholdene slik at en effektutbygging finnes lønnsom. De tiltak som måtte bli igangsatt i Rjukanområdet vil derfor gå ut på opprusting av eksisterende verk.

Så langt er vannveien på Vemork utvidet (parallelltunnel) i 1990. I øyeblikket pågår arbeider med nytt tilløpssystem til Såheim kraftverk, samt bytte av turbinhjul og forbedring designen på innløpet til turbinene. Tiltakene i Såheim betyr forøvrig at Moflåt II må anses som uaktuell i overskuelig framtid. Frøystul har lenge vært moden for fornyelse. Hjemfallsproblematikk har komplisert og forsinket et prosjekt her. Det er håp om at en løsning snart skjer og at arbeider med et nytt Frøystul kr.v. kan påbegynnes.

Det synes ikke å være grunnlag for større utvidelser av kraftverkene i Tinnelva.
Opprusting/vedlikehold vil skje i den grad eierne finner det nødvendig. Større arbeider har de siste par årene vært gjort ved Svelgfoss kr.v.

## DEMONSTRASJONSPROSJEKT NR 7: HUNSFOSS/VIGELANDSFOSS

## 1 UTBYGGINGSPLANER FOR HUNSFOSS/VIGELANDSFOSS I OTRAVASSDRAGET I VEST-AGDER FYLKE

### 1.1 Dagens situasjon i vassdraget.

| KRAFTVERK | Installasjon | | Produksjon GWh | Magasin % | Byggeår | Eier |
|---|---|---|---|---|---|---|
| | MW | Type | | | | |
| Hunsfoss | 9,o<br>3,2* | kap<br>fr | 79 | 50 | 1964<br>1926 | VAE |
| Tresliperiet | 2,6** | Slipeturbiner | 22,5 | 50 | 1914 | Hunsfoss fabrikker |
| Vigelandsfoss | 26 | kap | 175 | 50 | 1973 | Vig.bruk |

* Aggregatet er nedslitt og er derfor holdt utenfor beregningene.. Resterende levetid er lik null.
** dagens ytelse.Teoretisk verdi er 5.1 MW. Ved eventuell opprusting foreligger det avtale om at slipeturbinene, med lav virkningsgrad, kan nedlegges mot at VAE levere 25 GWh til Hunsfoss fabrikker til lav pris.

### 1.2 Demonstrasjonsprosjekt

På grunn av nye reguleringer høyere opp i vassdraget har man idag overløp av magasinvann i deler av året. Prosjektet har som mål å utvide slukevnen (ca 160 m3/s) slik at den blir tilpasset ovenforliggende stasjon Steinsland (240 m3/s). Opprustingen er vurdert i flerbruksplanen for nedre Otra og er anbefalt der. Prosjektet omhandler stasjoner der flere eiere er involvert.

### 1.3 Utbyggingsplaner

Det er vurdert 7 ulike alternativer for opprusting. Fire B alternativer innebærer ulike løsninger for separat utvidelse av hver stasjon, mens 3 A alternaiver ser på muligheter for felles utbygging av hele fallet. Alternativ B3 , B4 og B5 er vurdert som mest lønnsomme.

### 1.3.1 Hoveddata

| Alternativ | Alt B3 | | Alt B4 | | Alt B5 | |
|---|---|---|---|---|---|---|
| | Huns | Vig | Hun s | Vig | Huns | Vig |
| Sum installasjon, total MW | 30,6 | 39 | 21 | 39 | 18,4 | 39 |
| Sum installasjonsøkning MW | 19 | 13 | 9,4 | 13 | 6,8 | 13 |
| Sum produksjon, total GWh | 158 | 199 | 122 | 199 | 124 | 199 |
| Sum produksjonsøkning GWh | 71 | 25 | 36 | 25 | 40 | 25 |
| Utbyggingskost. mill.kr. 1.1.88 | 184 | 91 | 69 | 91 | 69 | 91 |
| Økonomiklasse inkl. verdi av eksisterende anlegg. | | | | | | |

#### 1.3.1.A Alt.B3

Separat utvidelse av Vigelandsfoss til slukevne 240 m3/S. Det bygges ny Hunsfoss II med slukevne 165 m3/s. Dagens Hunsfoss opprettholdes som flomverk.

#### 1.3.1.B Alt.B4

Alternativet innebærer separat utvidelse av Hunsfoss og Vigelandsfoss til henholdsvis 150 og 240 m3/s. Driften av tresliperiet opprettholdes med krav på 25 m3/s.

#### 1.3.1.B Alt.B5

Alternativet innebærer separat utvidelse av Hunsfoss og Vigelandsfoss til henholdsvis 150 og 240 m3/s, tilsvarende alt. B4. Tresliperiet nedlegges.

### 1.3.2 Magasiner

Det er ikke planer om nye eller vesentlige endringer i eksisterende reguleringsanlegg. Magasinene ligger lengre opp i vassdraget.

## 1.4 Status

Nedleggelse av dagens anlegg og bygging av en ny stasjon som nytter hele fallet er ikke lønnsomt med dagens priser. Separat utvidelse av stasjonene gir best lønnsomhet, men med dagens priser har utvidelsen av Vigelandsfoss dårlig lønnsomhet. Utvidelse av Hunsfoss har god samfunnsøkonomi, men tidligere inngått avtale om billig kraft til erstatning for nedleggelse av Tresliperiet gjør at den bedriftsøkonomiske lønnsomheten er tvilsom. Det foreligger ikke konkrete planer om å realisere prosjektet.

## DEMONSTRASJONSPROSJEKT NR 8: HÅVERSTAD

## 1 O/U VED 119-15 HÅVERSTAD KRAFTVERK I 022.Z MANDALSELVA, VEST AGDER FYLKE

### 1.1 Dagens situasjon.

| KRAFTVERK/ EIER | Installasjon | | Produk-sjon | Maga-sin | FALL | BYGGEÅR/ KOMMENTAR |
|---|---|---|---|---|---|---|
| | MW | Type/ÅR | GWh | % | M | |
| HÅVERSTAD | 25,7<br>25,8 | F/ 57<br>F/ 57 | 253 | 22 | 85 | 1922, det er potensial for maskin/elektrofor bedring |

### 1.2 Demonstrasjonsprosjekt

Opprustingen av Håverstad kraftverk kommer som en følge av den store utvidelsen av Skjerka kraftverk som er under planlegging (se egen rapport). Det er dokumentert høye falltap i vannvegen for Håverstad, men det er også klart at reduksjon av dette er økonomisk vanskelig pga lang driftstunnel og lang brukstid i Håverstad (krafttap). Turbinene kan enten ombygges eller skiftes ut.

### 1.3 Utbyggingen

#### 1.3.1 Hoveddata

Det ble i alt vurdert 2 alternativer for utvidelse av Håverstad som innkluderte ny paralleltunnel på tilløpssiden og strossing av avløpstunnel med installasjon av et tredje aggregat. Ingen av disse ble funnet lønnsomme med dagens prisnivå.

Alternativet for opprusting av agregatene tar for seg nye løpehjul med krav om bruk av eksisterende generatorer og ingen tversnittsutvidelse av tunnelen.

| Alternativ | økt/sum ny installasjon | økt/sum ny produksjon | sum kostnad | kommentarer |
|---|---|---|---|---|
| vannveg utvidelse med et tredje aggregat | 12 MW<br><br>24 MW | 28 GWh/ 281 GWh<br><br>29 GWh/ 282 GWh | 138 mill<br><br>171 mill | Ny teknologi som reduserer strosseutgifter og anleggstiden for slike arbeider kan gjøre prosjektet mer interessant. |
| Opprusting av aggregatene | 4 MW | 7,5 GWh | 8,7 mill | Nye løpehjul som bedrer virkningsgraden med ca. 3%<br><br>Falltap i tunnelen begrenser gevinsten |

## 1.4 KONKLUSJON

Vannvegen er en begrensende faktor for hva som kan gjøres av ENØK tiltak i Håverstad kraftverk. Allerede nå, før den forestående utvidelsen av Skjerka er det lønnsomt med en mindre opprusting. Utvidelsen av Skjerka vil øke behovet for et større Håverstad. Tunnelutvidelsen er avgjørende for dette. Håverstad er derfor godt egnet som pilotprosjekt knyttet til EFFEN programmed der et delprosjekt nettop er FoU aktivited på metoder for å gjøre slike tiltak mer attraktive.

For ytterligere informasjon om Håverstad vises det til O/U demonstrasjonsrapport nr 8.

# DEMONSTRASJONSPROSJEKT NR 9: SKJERKA-PROSJEKTET

## 1 UTBYGGINGSPLANER FOR SKJERKA I MANDALSVASSDRAGET I VEST-AGDER FYLKE

### 1.1 Dagens situasjon i vassdraget.

| KRAFTVERK | Installasjon | | Produksjon | Magasin | Byggeår | Eier |
|---|---|---|---|---|---|---|
| | MW | Type | GWh | % | | |
| Skjerka | 80 | fr | 511 * | 27 | 1932-1959 | VAE |

* Produksjonen er avhengig av strategi under simulering. Tallet viser produksjon etter simulering utført av NVE.

### 1.2 Demonstrasjonsprosjekt

Planenen for Skjerka innebærer økning av magasin, fallhøyde og installert effekt. Redusert brukstid gir VAE større frihet til å ta ut vannet og levere effekt ved behov. Økning av magasinet i Langevann reduserer flomtapet som er forårsaket av trang overføringstunnel til Nåvann.

Planen er en videreføring av et Samlet Plan prosjekt. Planleggingen har foregått i nært samarbeid med kommunen og berørte interesser i vassdraget, og vurderes sammen med en vannbruksplan for vassdraget. Videre utbygging i Skjerka er sett i sammenheng med utbygging av Stedjan, et uberørt sidevassdrag til Mandalsvassdraget. VAE hadde opprinnelig søkt konsesjon for utbygging av Stedjan som ble holdt utenfor Samlet Plan i Stortingsmeld. nr 130 1981/82. Planene for de to prosjektene er sett på i sammenheng og den utvidete planen for Skjerka er plassert i SP kategori 1 og dermed godkjent for konsesjonsbehandling. Stedjan er tatt inn i SP og plassert i kategori II.

### 1.3 Utbyggingsplaner

#### 1.3.1 Hoveddata

| Alternativ | A1 |
|---|---|
| Sum installasjon, total MW | 168 |
| Sum installasjonsøkning MW | 88 |
| Sum produksjon, total GWh | 722 |
| Sum produksjonsøkning GWh | 237 * |
| Sum utbyggingskostnad, mill.kr. | 1140 |
| Økonomiklasse ekskl. verdi av eksisterende anlegg. | 1 |

*) inkludert 26 GWh produksjonsøkning lenger ned i vassdraget p.g.a økt magasin og redusert flom. Produksjonssimuleringer utført av NVE.

På grunn av bedre disponering av vassdraget gir prosjektet økt fastkraftbidrag på 281 GWh. Fastkraftkostnaden blir 13,8 øre/kWh dersom man forutstter at kraftverket kommer i drift når restverdien av dagens anlegg er null.

Planen medfører sanering av dagens anlegg. Lønnsomheten er avhengig av restverdien av eksisterende anlegg. Økonomiklassen er beregnet ut i fra restverdi lik null.

Ulike simileringer av vassdraget har gitt tildels store forskjeller i produksjonstallene. Simulering av VAEs system isolert gir betydlig større gevinst av utbyggingen enn simuleringer der vassdraget kjøres sammen med det totale norske systemet.

### 1.3.1.A Alt.A

Planen består av ny kraftstasjon med vannvei i fjell, økt regulering i Langevann og økt regulering i Nåvann/Skjerkevann med heving av overvannet slik at fallhøyden økes med 36 m (ca 10 %).

### 1.3.2 Magasiner

| Magasin navn | Før opprusting | Etter opprusting | | Volum mill. $m^3$ | | |
|---|---|---|---|---|---|---|
| | Volum mill. $m^3$ | HRV kote | LRV kote | hev | senk | sum |
| Langevann | 22 | 705 | 668 | 77 | | 77 |
| Nåvann/ Skjerkevann | 144 | 644 | 591 | 380 | 0 | 380 |

Magasiner i Kværnevann, Storevann og Stegilvann beholdes uendret.

## 1.4 Status

Prosjektet er forhåndsmeldt og VAE arbeider med konsesjonssøknad. VAE har gitt signaler overfor tilskuddsordningen for O/U at de ønsker støtte til deler av prosjektet. Planen gir muligheter for trinnvis utbygging. Hovedtyngden av prosjektet kan realiseres i slutten av 90 årene.

## DEMONSTRASJONSPROSJEKT NR 10: LINDLAND

## 1 O/U VED 134-01,02 ØVRE OG NEDRE LINDLAND, 026.4z SOKNDALSELVA, ROGALAND FYLKE

### 1.1 Dagens situasjon.

Kraftverkene Øvre og Nedre Lindland i Sokndalselva er i dårlig forfatning, med Nedre Lindland moden for komdemnering. Utvidelse av kraftverkene har vært sett på i sammenheng med nabovassdrag. Løsningene er vurdert i Samlet Plan i flere alternativer som er plassert enten i kategori I eller II. Vassdraget var til vurdering i verneplan IV, men ble ikke tatt blant de vassdrag man ønsket å behandle. Det er stor lokal motstand mot en betydelig utvidelse som innkluderer nabovassdrag og nye reguleringsmagasiner.

| KRAFTVERK/ EIER | Installasjon | | Produk-sjon | Maga-sin | FALL | BYGGEÅR/ KOMMENTAR |
|---|---|---|---|---|---|---|
| | MW | Type/ÅR | GWh | % | M | |
| Ø.LINDLAND | 0,8 | F/ 1910 | 4,6 | 11 | 42 | 1915 NEDSLITT |
| N.LINDLAND/ DALENA EV. | 1,6 | F/ 1947 | 9,2 | 11 | 52 | 1919 |

### 1.2 Demonstrasjonsprosjekt

Prosjektet illustrer problemstillingen i prosjekter som utnytter den tilgjengelige vannkraftressursen meget dårlig. Det er ingen tvil om behov for utvidelse. Størrelsen på utvidelsen derimot avhenger av miljøfaktorer, utbyggers behov og finansielle situasjon. Prosjektet viser behovet for å komme fram til løsninger med påbyggingsalternativ.

### 1.3 Utbyggingen

#### 1.3.1 Hoveddata

Da planleggingen startet var det Lyse Kraft som var den sannsynlige utbygger gjennom sammenslåing av Lyse Kraft og Dalane Energiverk. Planleggingen av utvidelsen ble utført av Lyse Kraft som dimensjonerte utvidelsen etter den mulighet de hadde til å samkjøre det med sine andre kraftverk i Rogaland.

Lokal usikkerhet med nytten av sammenslåing og innføring av markedsbasert elomsetning har resultert i at Dalane Energiverk ikke ønsker sammenslåing og nå selv vil utnytte energiressursen i vassdraget ut ifra sine forutsetninger. De engasjerte et konsulentfirma for å planlegge prosjektet ut ifra denne forutsetningen, samt det faktum at det var lokal motstand mot deler av det prosjektet Lyse Kraft la fram.

Alternativene som ble sett på konsentrerte seg i hovedsak om mindre utvidelser av de bestående kraftverkene.

| Alternativ | økt/sum ny installasjon | økt/sum ny produksjon | sum kostnad | kommentarer |
|---|---|---|---|---|
| Lyse Kraft | 42,6 MW/ 45 MW | 116,6 GWh/ 134 GWh | 273 mill | Alternativet innkluderer Mydlands-vassdraget, Orrestad-vassdraget og Steinsvassdraget i tillegg til det Barstadvassdraget |
| Dalane EV I | 9,6 MW/ 12 MW | 23,2 GWh/ 37 GWh | 60 mill | Sammenslåing av Nedre og Øvre Lindland (98 m) |
| II | 11,6 MW/ 14 MW | 37,2 GWh/ 51 GWh | 85 mill | Inntak mellom Nedre Lindland og Barstadvn (120m) |
| IIIA | 12,6 MW/ 15 MW | 38,2 GWh/ 52 GWh | 126 mill | Alt. IIIA har inntak i Barstadvn. og muliggjør et senere byggetrinn til full utnyttelse av ressursen (IIIB) |
| IIIB | 30 MW/ 45 MW | 82 GWh/ 134 GWh | 151 mill | |

## 1.4 KONKLUSJON

En full utnyttelse av ressursen i Sokndalsvassdraget er ikke mulig grunnet lokal motstand og Dalane Energiverks finansielle situasjon. En utbygging av det alternativ som gir mulighet for en senere utvidelse til full utbygging er marginalt mer kostbar enn det alternativ som bare slår sammen de to gamle kraftverkene. Ut fra et ressurssynspunkt er det ønskelig at alternativ IIIA velges. Dette alternativet gir sannsynligvis bedre driftsforhold og muliggjør flomkontroll i Barstadelva som lokale grunneiere vil ha positiv nytte av.

Dalane Energiverk vurderer for tiden å søke om byggestøtte for prosjektet.

Det vises forøvrig til O/U demonstrasjonsrapport nr 10.

## DEMONSTRASJONSPROSJEKT NR 11: SAUDAUTBYGGINGEN

## 1 O/U VED 170- 037.Z STORELV-/SAUDAVASSDRAGET, ROGALAND FYLKE

### 1.1 Dagens situasjon.

Storelvvassdraget i Sauda er i perioden 1915-1980 suksessivt bygget ut for kraftproduksjon. Kraftkomplekset består i dag av i alt 16 reguleringsmagasin, en rekke overføringer og i alt 4 kraftverk med en total midlere produksjon på 1070 GWh. En videre utbygging av ressursene har i 1980-årene vært vurdert som ledd i arbeidet med Samlet Plan (SP). Nye overføringer i feltet og bedre fall-ressursutnyttelse ga et tillegspotensial på ca. 550 GWh som er plassert i kategori I i SP. Noen kraftverk og reguleringer er hjemfaldt, behandling av disse er utsatt til alt hjemfaller i 2007.

| KRAFTVERK/ EIER | Instal-lasjon | | Produk-sjon | Maga-sin | FALL | BYGGEÅR/ KOMMENTAR |
|---|---|---|---|---|---|---|
| | MW | Type/ÅR | GWh | % | M | |
| SAUDA I | 27,5 | 5P/1919 | 213 | 39 | 292 | 1919 |
| SAUDA II | 20 | F/ 1978 | 138 | 36 | 185 | 1978 |
| SAUDA III | 64 | 2F/1931<br>F/1943 | 447 | 39 | 249 | 1931 |
| SAUDA IV/<br>SAUDEFALDENE | 48 | F/1967<br>F/1968 | 209 | 45 | 215 | 1967 |

### 1.2 Demonstrasjonsprosjekt

Saudaprosjektet som demonstrasjonsprosjekt tar opp problemstillingen om å utnytte ressursen i et område sett ut ifra dagens teknologiske muligheter. I motsetning til tidligere planer i SP legges det liten vekt på å beholde dagens kraftverk. De nye planene innebærer også at det er sett på nabovassdrag til Storelva, som Etne og Lingvang Tengesdal. Planene har vært utarbeidet av A/S Saudefallene (Elkem), Statkraft og Oslo Energi. Fordi bare Elkem og Statkraft (representerer staten) har eierinteresser i vassdraget vil de stå for den videre planlegging av vassdraget. Flere av vassdragene som planlegges tilført Storelva er til vurdering i verneplan IV. Den planen som presenteres her er også med i nåværende rullering av SP.

### 1.3 Utbyggingen

Storelvassdraget er vurdert i et basisalternativ som stort sett berører de samme vassdragsområdene som tidligere er vurdert i SP og plassert i kategori I. Dette basisalternativet har flere påbyggingsalternativer som innkluderer Dalselva og Etnevassdraget i nord og Lingvang-, Tengesdal-, Hamrabøvassdraget i sør. Utbyggingen vil overflødigjøre Sauda I og II, mens Sauda III og IV får 60 % mindre produksjon.

| Alternativ | økt/sum ny installasjon | økt/sum ny produksjon | sum kostnad | kommentarer |
|---|---|---|---|---|
| BASIS KraftverkeneSaud a IV, Sauda III, Berdalen, Sønnå. | 354 MW/ 517 MW | 670 GWh/ 1734 GWh | 2.588 MILL | Eksisterende kraftverk er verdsatt til 750 mill kr slik at utbyggingen koster ca.1,9 kr/kWh. Ø-klasse I i SP. |
| TILLEGSOVERFØRINGER | | | | |
| TRINN 1 øvre Åbøelv | - | 67 GWh/ 1801 GWh | 77 | Antas realiserbart |
| TRINN 2 Sandvatn (ETNE) | - | 53 GWh/ 1854 GWh | 34 | Anras realiserbart dersom ikke vern av Etne |
| TRINN 3 Dalselv Vaula | - | 206 GWh/ 2060 GWh | 277 mill | Trinnet antas realiserbart ut fra SP og Verneplan IV |
| TRINN 4 Maldalselv Sagåi | - | 32 GWh/ 2092 GWh | 52 mill | Lokal motstand, men antas realiserbart |
| TRINN 5 Lingvang Tengesdal | - | 129 GWh/ 2.221 GWh | 180 mill | Overføring av Lingvang/ Tengelsdal antas realiserbar ut fra Vp IV og SP. |
| TRINN 6 Hamrabø | - | 86 GWh/ 2307 GWh | 197 mill | Hamrabøvssdraget antas å bli vernet i verneplan IV |
| TRINN 7 Nedre Åbøelv | - | 61 GWh/ 2368 GWh | 125 mill | Overføringen av N. Åbøelv har sterk lokal motstand. Antas ikke realiserbar. |

Tallene for produksjonen er funnet ved driftsimulering, der tilleggsoverføringene er lagt marginalt til Storelva Basisalternativ. Rekkefølgen som de ulike feltene er lagt på basisalternativet er viktige ved bestemmelse av etappens marginale bidrag. Når systemet for hvert trinn blir hardere belastet, medfører dette økende flomtap som resultat. Prosjektene er beregnet med prisnivå 01.01.1989.

## 1.4 KONKLUSJON

Utviklingen av planene for Saudaprosjektet har pågått over ca. 10 år, og det resultat som nå framstår er et produket av kreativ bruk av kunnskaper om teknikk og miljøkonflikter i flere firmaer som Statkraft, Elkem, Oslo Energi og NVE. Flere av vassdragene som er berørt har separate utbyggingsalternativer som gir større inngrep. Flere viktige vassdrag for utbyggingen er til vurdering i verneplan IV (Etne, Lingvang/Tengesdal og Hamrabø) og disse, samt resten av prosjektet er med i 1992 rulleringen av SP.

Utbyggingen gir ca. 1300 GWh ny kraft til en utbyggingspris mellom 1,5-2 kr/kWh. Prosjektet gir et godt bilde av hva som kan oppnås ved ombygging av eldre vannkraftverk i et vassdrag dersom de sees i sammenheng og området vurderes med nye øyne uten å legge for stor vekt på det som er utbygd med gårsdagens teknologi og kraftbehov. En separat opprusting/utvidelse av de gamle kraftverkene i området vil i denne sammenheng være å skumme fløten av et stort energipotensial.

Det vises forøvrig til O/U demonstrasjonprosjektrapport nr 11.

## DEMONSTRASJONSPROSJEKT NR 12: BJØLVEFOSSEN

## 1 O/U AV BJØLVEFOSSEN KRAFTVERK, HORDALAND FYLKE

### 1.1 Dagens situasjon.

Bjølvovassdraget grenser til Vossovassdraget og Bergsdalsvassdraget. Vassdragets nedslagsfelt er på 45,1 km2 og hele 41,4 km2 er regulert. I tillegg er det overført små felt fra Dalselv, Kassdalselv, Skårelv og Kaldakjelelv. Avløpet blir utnyttet i Bjølvo kraftverk ved Ålvik som utnytter en midlere brutto fallhøyde på 866 m. 9 av vannene i feltet er regulert, men bare 4 fungerer som reguleringsmagasin med et samlet volum på 92,7 mill m3, som er vel 50% av normaltilsiget. Kraftverket ble bygget av Bjølvefossen i 1918, og utvidet i 1938 og 1972. Overføringene ble foretatt i 1960. De eldste delene fra 1918 og 1938 med aggregat fra 1972 er hjemfalt til staten, men leiet ut igjen til 31.12.2006. Dette er tidspunktet for utløpelse av resten av konsesjonene i vassdraget.

Inntaksdammen er fra 1938 og tunnel og rørgate fra 1918 og 1938.

Kraftverket dekker i underkant av 50% av Bjølvefossens samlede kraftbehov samt den alminnelige forsyning i Ålvik på 15 GWh. 66 kV-linjen fra Kaldestad I Bergsdalen eies av BKK og har en praktisk kapasitet på 30 MW som er en begrensende faktor for smelteverket i de perioder kraftverket står. Leveringssikkerheten fra det gamle kraftverket vil derfor være et viktig tilleggsmoment når modernisering nå planlegges.

| KRAFTVERK/ EIER | Installasjon | | Produk-sjon | Maga-sin | FALL | BYGGEÅR/ KOMMENTAR |
|---|---|---|---|---|---|---|
| | MW | Type/ÅR | GWh | % | M | |
| Bjølvefossen/ Bjølvefossen | 8,0<br>8,0<br>8,0<br>16,0<br>38,0 | P/ 1918<br>P/ 1918<br>P/ 1918<br>P/ 1938<br>P/ 1972 | 339 | 53% | 866 | 1918/ Stasjonen er slitt |

### 1.2 Demonstrasonsprosjekt

Prosjektet illustrer problemstillingen i prosjekter som utnytter den tilgjengelige vannkraftressursen dårlig. Det er ingen tvil om behov for utvidelse. Størrelsen på utvidelsen derimot avhenger av eierens mulighet til økonomisk å tenke langsiktig. Her kommer blant annet spørsmålet om tilbakeføring av kraftverket til staten i år 2006 inn i bildet.

## 1.3 Utbyggingen

### 1.3.1 Hoveddata

Det er utredet tre hovedalternativer for modernisering av kraftverket. Alt A gir et helt nytt kraftverk i fjell med nye driftsvannveger og 5 nye tillegsoverføringer . Alt B innebærer utvidelse av eksisterende kraftverk med ett nytt aggregat i tillegg til aggregatet fra 1972 og nye driftsvannveger med de samme overføringer som i A. Alt C innebærer utskifting av de gamle rørene med ett nytt eller vannveg i fjell

| Alternativ | økt/sum ny installasjon | økt/sum ny produksjon | sum kostnad | kommentarer |
|---|---|---|---|---|
| A | 30 MW/ 84 MW | 63 GWh/ 402 GWh | 316 mill | Alternativet gir en utbyggingspris på ca. kr 2,60/ kWh når verdi av det gamle kraft-verket medregnes. |
| B | 27 MW/ 81 MW | 51 GWh/ 390 GWh | 344mill | Alternativet gir en utbyggingspris på kr. 2,0 når verdien av den delen av det gamle kraftverket som nedlegges tas hensyn til. |
| C | 0 MW/ 54 MW | 11 GWh/ 350 GWh | 192 mill 161 mill | Alternativet gir en utbyggingspris på kr 1,69/ kWh der rørene skiftes ut og kr 1,60 der den nye vannvegen er i fjell. Revisjon av kraftverket er innkludert i kostnaden. |

Det er sett på gevinsten ved kraftverket i forhold til ny 132 kV-linje inn i området. Dette gir en gevinst for Bjølvefossen på henholdsvis 7 og 8 mill.kr/år for alternativ A og B. I alternativ A påplusset regulering av Storavatn gir reguleringen en gevinst på 0,9 mill kr/år mot en investeringskostnad på 8 mill.kr.

## 1.4 KONKLUSJON

Dersom totalproduksjonen vurderes mot byggekostnadene og verdien av de kraftverksdelene som må nedlegges vil alternativene ligge innenfor alternativkostnaden i samfunnsøkonomiske beregninger som har kullkraft som referanse. Kortsiktig bedriftsøkonomiske vurderinger vil kunne velge alt C med tunnel fordi dette gir en modernisert kraftstasjon som vil fungere bedre enn den gamle.

Byggekostnaden vurdert mot innvunnet kraft vil ikke i noen av alternativene gi en lønnsom investering.

Tar en hensyn til alderen av kraftverket og behovet for å ha et kraftverk med fleksibel produksjonsmulighet (for eksempel i forbindelse ved linjeutfall), bør en utvidelse allikevel foretas. Kraftverket er meget godt egnet for effektproduksjon, og den løsningen som velges bør inneholde muligheter for senere byggetrinn med tanke på effektøkninger.

Det vises forøvrig til O/U demonstrasjonsprosjekt nr.12.

## DEMONSTRASJONSPROSJEKT NR 13: SAMNANGERVASSDRAGET

## 1 O/U VED KRAFTVERKENE I SAMANGERVASSDRAGET HORDALAND FYLKE

### 1.1 Dagens situasjon.

Kraftverkene Kvittingen, Grønsdal, Myra, Frøland, Tysse, Ardal, Vaksdal og Boge (ute av drift) vil alle berøres av en optimal utnyttelse av kraftressursen i Samnangervassdraget. De fem første kraftverkene ligger i Samnanger-/Tyssevassdraget og de fire førstnevnte kraftverkene eies av Bergen Lysverker mens det femte eies av A/S Safa. Ardal og Vaksdal ligger i Vaksdalsvassdraget og eies av Stormøllen A/S. Aldalselv kan også bli innkludert i en full utbygging av Samnangervassdraget og er i dag uberørt av vannkraftutbygging, men Bergen Lysverker har inne en konsesjonssøknad for separatutbygging av vassdraget. Planene som presenteres her har ikke vært behandlet av Samlet plan.

| KRAFTVERK/ EIER | Installasjon | | Produk-sjon | Maga-sin | FALL | BYGGEÅR/ KOMMENTAR |
|---|---|---|---|---|---|---|
| | MW | Type/ÅR | GWh | % | M | |
| Kvittingen | 42,0 | 1F/ 1984 | 136 | 42 | 251 | 1984 |
| Grønsdal | 26,0 | 2F/ 1947 | 116 | 41 | 165 | 1948/slitt |
| Myra | 3,7 | 1K/ 1987 | 12 | 39 | 20 | 1988 |
| Frøland/ Bergen Lysv. | 23,0 | 2F/ 1962<br>1F/ 1921 | 121 | 35 | 151 | 1921/slitt |
| Tysse/ A/Safa | 0,44 | 1F/ 1974 | 3,8 | 18 | 20 | 1896 |
| Ardal | 1,6 | 1F/ 1954 | 10 | 13 | 125 | 1954/slitt |
| Vaksdal/ A/S Stormøll. | 1,9 | 1F/ 1977 | 12 | 6 | 85 | 1977 |

### 1.2 Demonstrasonsprosjekt

Prosjektet illustrer problemstillingen i prosjekter som utnytter den tilgjengelige vannkraftressursen dårlig. Det er ingen tvil om behov for utvidelse. Størrelsen på utvidelsen derimot avhenger av miljøfaktorer, utbyggers behov og finansielle situasjon. Prosjektet viser behovet for å komme fram til løsninger med påbyggingsalternativ.

## 1.3 Utbyggingen

### 1.3.1 Hoveddata

Da planleggingen startet var det BKK som var den sannsynlige utbygger gjennom sammenslåing med Bergen Lysverker. Planleggingen av utvidelsen er utført av BKK og Bergen Lysverker hvor BKK har arbeidet med løsningene som dimensjonerer utvidelsen etter etter en helhets plan som også innkluderer nabovassdrag.

Sammenslåing er nå uaktuelt og det er Bergen Lysverker som er sannsynlig utbygger. Rapporten beskriver de tre mest realistiske alternativene som er vurdert. Alt. A ser på utvidelse av de gamle kraftverkene i Samnanger-/Tyssevassdraget, mens Alt B og C innkluderer nabovassdrag og nedleggelse/redusering av Grønsdal og Frøland kraftverk og nedleggelse av Ardal kraftverk.

| Alternativ | økt/sum ny installasjon | økt/sum ny produksjon | sum kostnad | kommentarer |
|---|---|---|---|---|
| A<br><br>Bergen Lysv. | 40 MW/<br>135 MW | 66 GWh/<br>477 GWh | 447<br>mill | Alternativet innkluderer O/U av Grønsdal, Frøland og Tysse kraftverker<br>uten tillegsoverføring |
| B<br><br>BKK | 62 MW/<br>157 MW | 134 GWh/<br>545 GWh | 565mill | Opprusting av Grønsdal, nytt Aldal kraftverk erstatter Frøland<br>Overføring av Vadsdal- og Aldalsvassdraget<br>Frøland og Ardal nedlegges |
| C<br>BKK | 68 MW/<br>163 MW | 148 GWh/<br>559 GWh | 585mill | Nytt kraftverk ved Boge i Sørfjorden. Overføring av Vaksdal-Aldal- og Bogevassdraget.<br>Nedlegging av Grønsdal og Ardal kraftverker.<br>redusering av Frøland. |

## 1.4 KONKLUSJON

Alternativ A er det minst omfattende og det alternativ som klart gir den enkleste konsesjonsbehandling i og med at det bare inneholder tunnelutvidelser og aggregatutvidelser i Grønsdal og Frøland kraftverker. Installasjonsøkningen i Grønsdal er fra 26 MW til 40 MW. Installasjonsøkningen i Frøland er fra 18 MW til 34 MW. Tysse kraftverk øker betydelig fra 0,44 MW til 7,9 MW. Dette er det eneste prosjekt som er vurdert i SP(kategori I).

Alternativ B gir samme inngrep i Grønsdal som A, men ytelsen øker til 47 MW. Et nytt kraftverk, Aldal kraftverk får inntak i Frølands inntak og Aldalselv. Installert effekt blir 62 MW. Det blir ingen nye reguleringer, men vann fra Vaksdalvassdraget overføres. Frøland Nedlegges og utvidelsen av Tysse blir neppe lønnsom.

Alternativ C innkluderer nedleggelse av Grønsdal ved at vannet
tas fra Grønsdals inntakt og føres til en ny kraftstasjon ved Boge i Sørfjorden. Installert effekt blir 106 MW. Myra kraftverk beholdes og Frøland kraftverk reduseres ved at det beste av de gamle aggregatene rehabiliteres. Vannvegene er nå så store at falltapet er akseptabelt uten utvidelser. Situasjonen for Tysse blir som i alternativ B. Vaksdalsvassdraget berøres som i B, men det etableres ett nytt magasin i Fitjevann i Aldalsvassdraget.

Både alternativ B og C gir inngrep som vil føre til full konsesjonsbehandling. Løsningene er imidlertid de eneste som muliggjør utvidelser dersom effektleveranser i framtiden får større verdi. I dagens situasjon synes ikke løsningene økonomisk realistiske dersom ikke prosjektet kan splittes opp i byggetrinn som sprer investeringen og tilfgangen på ny kraft over flere år.

Beslutninger om alternativene bør ha i sikte mulig kraftsituasjon etter år 2000.

Det vises forøvrig til O/U demonstrasjonsrapport nr 13.

## DEMONSTRASJONSPROSJEKT NR: 14 ROGNSFOSSEN

## 1 UTBYGGINGSPLANER FOR OPPRUSTING AV ROGNSFOSSEN KRAFTVERK I VOSSOVASSDRAGET, HORDALAND FYLKE

### 1.1 Dagens situasjon i vassdraget.

| KRAFTVERK | Installasjon | | Produksjon GWh | Magasin % | Byggeår | Eier |
|---|---|---|---|---|---|---|
| | MW | Type | | | | |
| Rognsfossen | 0,5 | | 4 | 0 | 1918-20 | Voss Energiverk |

Kraftverket ble nedlagt i 1978. Data refererer til situasjon før nedleggelse.

### 1.2 Demonstrasjonsprosjekt

I tillegg til den teknisk/økonomiske siden tar dette prosjektet også opp problemstillinger knyttet til opprusting/utvidelse av kraftverk i vernet vassdrag.

### 1.3 Utbyggingsplaner

#### 1.3.1 Hoveddata

| Alternativ | A1 |
|---|---|
| Sum installasjon, total MW | 6,2 |
| Sum installasjonsøkning MW | 5,7 |
| Sum produksjon, total GWh | 25 |
| Sum produksjonsøkning GWh | 21 |
| Sum utbyggingskostnad, mill.kr. (kostn.nivå 01.01.86) | 51,9 |
| Økonomiklasse inkl. verdi av eksisterende anlegg. | 4 |

### 1.3.1.A Alt.A

Det nye kraftverket vil utnytte det samme fallet som det gamle.
Tidligere ble det kjørt på "skvalpekjøring". Nå vil det bli kjørt med fast overvannsstand. Inntaksdam bygges om. Nytt inntak bygges. Vannveien legges i tunnel. Ny kraftstasjon med 1 vertkal Kaplanturbin og 1 horisontal Francis bygges ved siden av den gamle stasjonen.

### 1.3.2 Magasiner

Kraftverket har ingen magasiner.

### 1.3.3 Vannveger

| | Type | Lengde m | Tverr-snitt $m^2$ |
|---|---|---|---|
| Inntak- | tunnel | 400 | 25 |
| -stasjon | stålrør | | 9,1 (d=3,4m) |

## 1.4 Status

Kraftverket ble gjennoppbygget og satt i drift i 1989.

Det vises forøvrig til U/O demonstrasjonsprosjektrapport nr 14.

# DEMONSTRASJONSPROSJEKT NR 15: LEINAFOSS

## 1 UTBYGGINGSPLANER FOR LEINAFOSS KRAFTVERK I FLÅMSVASSDRAGET, SOGN OG FJORDANE FYLKE

### 1.1 Dagens situasjon i vassdraget.

| KRAFTVERK | Installasjon | | Produksjon GWh | Magasin % | Byggeår | Eier |
|---|---|---|---|---|---|---|
| | kW | Type | | | | |
| Leinafoss | 300<br>750 | Fran.<br>Fran. | 6,8 | 2,6 | 1932 | Aurland k.kr.lag |

### 1.2 Demonstrasjonsprosjekt

Leinafoss kraftverk er sterkt nedslitt og således modent for opprusting/utvidelse. Det forhold at kraftverket ligger i et vernet vassdrag var medvirkende til at det ble valgt som demonstrasjonsprosjekt.

### 1.3 Utbyggingsplaner

#### 1.3.1 Hoveddata

| Alternativ | A | B |
|---|---|---|
| Sum installasjon, total MW | 3,40 | 7,87 |
| Sum installasjonsøkning MW | 2,35 | 6,82 |
| Sum produksjon, total GWh | 18,2 | 29,1 |
| Sum produksjonsøkning GWh | 11,4 | 22,3 |
| Sum utbyggingskostnad, mill.kr. | 29,83 | 50,34 |
| Økonomiklasse inkl. verdi av eksisterende anlegg. | 1 | 2 |

#### 1.3.1.A Alt.A

Eksisterende kraftstasjon rives og ny plasseres på samme sted.
Eksisterende rørgate i GUP/tre/stål erstattes med ny i stål/tre.

#### 1.3.1.B Alt.B

Eksisterende kraftstasjon rives og ny plasseres på samme sted. Eksisterende rørgate i

GUP/tre/stål fjernes og erstattes med trykktunnel med tilhørende nytt inntak ca. 150 m oppstrøms eksisterende inntak. Eksisterende inntaksdam rives og erstattes med ny gravitasjonsdam.

### 1.3.2 Magasiner

| Magasin navn | Etter regulering | | | Volum mill. $m^3$ | | |
|---|---|---|---|---|---|---|
| | Areal km2 | HRV kote | LRV kote | hev | senk | sum |
| Reinungavatn | | 764,5 | 763,0 | 1,6 | | 1,6 |
| Sæltuftvatn | | 812,0 | 808,5 | | | 1,55 |
| Kleivavatn | | 958,0 | 949,0 | | | 7,70 |
| Sum | | | | | | 10,85 |

Det vil ikke bli etablert nye magasiner i forbindelse med prosjektet.

### 1.3.3 Vannveger

**Alt. A**

| | Type | Lengde m | Tverr-snitt $m^2$ |
|---|---|---|---|
| Inntak - stålrør | trerør | 254 | 2,0 |
| trerør - kraftstasjon | stålrør | 204 | 2,0 |

**Alt. B**

I alt B vil tilløpssystemet bestå av en 550 m lang trykktunnel med 18 m2 tverrsnitt. Tunnellen vil bli stålforet på de første 60 m nærmest stasjonen. Dette alternativet har fått konsesjon.

## 1.4 Status

Aurland komm. kraftlag søkte høsten 1991 om byggestøtte til Leinafoss. Pga organisatoriske endringer (sammenslåing av flere selskaper til Voss og Omland Energiverk) ble fremdriften forsinket og tilsagn om støtte ble trukket. Det er nå (april -92) sendt inn ny søknad om byggestøtte. Energiverket regner med at byggestart vil kunne skje høsten 1992.

Det vises forøvrig til O/U demonstrasjonsprosjektrapport nr 15.

# DEMONSTRASJONSPROSJEKT NR 16: RIKSHEIMELVA

## 1 UTBYGGINGSPLANER I RIKSHEIMVASSDRAGET I MØRE OG ROMSDAL FYLKE

### 1.1 Dagens situasjon i vassdraget.

| KRAFTVERK | Installasjon | | Produksjon | Magasin | Byggeår | Eier |
|---|---|---|---|---|---|---|
| | MW | Type | GWh | % | | |
| Riksheim | 3,5 | | 17,7 | 19 | 1917 | |
| | | | | | (1947-58) | |

### 1.2 Demonstrasjonsprosjekt

Prosjektet er tatt med som demonstrasjonsprosjekt fordi Riksheim er et godt eksempel på den historiske utviklign i utnyttingen av et norsk vassdrag. Prosjektet viser også alternative løsninger når det gjelder effektivisering i vannveien.

### 1.3 Utbyggingsplaner

#### 1.3.1 Hoveddata

| Alternativ | A1 |
|---|---|
| Sum installasjon, total MW | 8,35 |
| Sum installasjonsøkning MW | 4,85 |
| Sum produksjon, total GWh | 36,7 |
| Sum produksjonsøkning GWh | 19,0 |
| Sum utbyggingskostnad, mill.kr. | 77,0 |
| Økonomiklasse inkl. verdi av eksisterende anlegg. | 3 |

#### 1.3.1.A Alt.A

Prosjektet omfatter et nytt Framsetra kraftverk (4,15 MW) som utnytter fallet mellom Storevatn og Framsetra (397 m), og opprusting/utvidelse av Riksheim (fra 3,5 til 4,2 MW), med uendret fallhøyde (254 m). Uendret regulering i Storevatn.

Alternativ utbygging fra Storevatn til Molaupen ved Hjørundfjorden er vurdert som mindre gunstig mht. økonomi og driftsforhold.

### 1.3.2 Magasiner

| Magasin navn | Før regulering | | Etter regulering | | | Volum mill. $m^3$ | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | Areal km2 | NV kote | Areal km2 | HRV kote | LRV kote | hev | senk | sum |
| Storevatn | 0,5 | | | 732,0 | 705,5 | 0,7 | 6,8 | 7,5 |

## 1.4 Status

Prosjektet befinner seg fortsatt på planleggingsstadiet.

# DEMONSTRASJONSPROSJEKT NR 17: AURAVERKENE

## 1 UTBYGGINGSPLANER I LITLEDALSVASSDRAGET I MØRE OG ROMSDAL FYLKE

### 1.1 Dagens situasjon i vassdraget.

| KRAFTVERK | Installasjon | | Produksjon GWh | Magasin % | Byggeår | Eier |
|---|---|---|---|---|---|---|
| | MW | Type | | | | |
| Aura | 290 | | 1.706 | 81 | 1956 | Statkraft |
| Osbu | 20 | | 81 | 79 | 1958 | Statkraft |

### 1.2 Demonstrasjonsprosjekt

Prosjektet er tatt med som demonstrasjonsprosjekt fordi det er et typisk eksempel på effektutbygging (samlet installasjon blir mer enn dobbelt så stor som dagens). Aura inngår som et ledd i Statkrafts kartlegging av sine effektressurser.

### 1.3 Utbyggingsplaner

#### 1.3.1 Hoveddata

| Alternativ | A1 | A2 | B1 | B2 |
|---|---|---|---|---|
| Sum installasjon, total MW | 730 | 730 | 810 | 810 |
| Sum installasjonsøkning MW | 420 | 420 | 500 | 500 |
| Sum produksjon, total GWh | 1.816 | 1.838 | 2.198 | 2.220 |
| Sum produksjonsøkning GWh | 124 | 146 | 506 | 528 |
| Sum utbyggingskostnad, mill.kr. | 1.139 | 1.396 | 1.486 | 1.757 |
| Økonomiklasse inkl. verdi av eksisterende anlegg. | 3-4 | 3-4 | 3 | 3 |

#### 1.3.1.A Alt.A

Bygging av nytt kraftverk - Aura II - med ny driftstunnel parallell med den gamle, men forlenget til og med inntak i Osvatnet. 4 nye bekkeinntak på driftstunnelen.

I alt. AI vil Osbu og alle aggregater i Aura I fortsatt være i drift, og Aura II får 420 MW installasjon.

installasjon.

I alt. AII blir Osbu nedlagt, og bare agg. 1 og2 i Aura I (Σ 110 MW) beholdes. Installasjonen i Aura II økes til 620 MW. Ingen nye magasiner.

### 1.3.1.B Alt.B

Som alt. A, men i tillegg overføring av 350 $km^2$ av Joras nedbørfelt.

I alt. B1 vil Osbu og alle aggregater i Aura I fortsatt være i drift, og Aura II får 500 MW installasjon.

I alt. B2 blir Osbu nedlagt, og bare agg. 1 og 2 i Aura I beholdes. Installasjon i Aura II = 700 MW. Ingen nye magasiner.

### 1.3.2 Magasiner

| Magasin navn | Før regulering | | Etter regulering | | | Volum mill. $m^3$ | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | Areal km2 | NV kote | Areal km2 | HRV kote | LRV kote | hev | senk | sum |
| Aursjøen | | 831 | | 856,0 | 827,8<br>833,0 | | | 561<br>518 |
| Osbuvatn | | 825,7 | | 848,8 | 817,8<br>831,0 | | | 150<br>123 |
| Holbuvatn | | 777,4 | | 793,1 | 777,4 | | | 8,5 |
| Reinsvatnet | | 879,7 | | 892,0 | 874,4 | | | 38 |

## 1.4 Status

Antakelig avgjørende for prosjektets lønnsomhet hvorvidt Jora-overføringen (alt. B) kan gjennomføres, dersom effektverdien fortsatt vil være like lav som i dag. Aura kan ikke bli et effektverk pga. for liten overføringskapasitet. Økt installasjon blir da bare lønnsom hvis Jora overføres. Ifølge Verneplan IV-proposisjonen er Jora holdt utenfor Verneplanen, men Oppland fylke vil verne Jora.

DEMONSTRASJONSPROSJEKT NR 18: NESÅA/TUNNSJØDAL

# 1 UTBYGGINGSPLANER I 579 NAMSEN I NORD-TRØNDELAG FYLKE

## 1.1 Dagens situasjon i vassdraget.

| KRAFTVERK | Innstallasjon | | Prod. | $H_{br}$ | Mag. | Bygge-år | Eier |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | MW | Type | GWh | m | % | | |
| Tunnsjøfoss | 8 | Rør-turbin | 27 | 8,1 | 77 | 1986 | NTE |
| Tunnsjødal | 168 | 4 x Franc. | 780 | 237,5 | 76 | 1962 | KØN |
| Åsmulfoss | 12 | - | 74 | 10,0 | 29 | | NTE |
| Aunfoss | 29 | - | 180 | 28,5 | 27 | | NTE |
| Ø. Fiskumf. | 8 | - | 57 | 6,7 | 24 | | NTE |
| N. Fiskumf. | 39 | - | 240 | 34,5 | 24 | | NTE |

Oppstrøms i Namsen og uberørt av utbyggingen ligger Røyrvikfoss og Tunnsø kraftverker eiet av KØN (Kraftverkene i Øvre Namsen) som er 50% Statkraft og 50% NTE.

## 1.2 Demonstrasjonsprosjekt

Prosektet omfatter utvidelse av tunneltverrsnitt for øking av effekt, nytt aggregat for økt vinterproduksjon og overføring av felt for utnyttelse i eksisterende magasin og kraftanlegg.

## 1.3 Utbyggingsplaner

### 1.3.1 Hoveddata

| BYGGETRINN | 1 | 2 | SUM |
|---|---|---|---|
| Sum innstallasjon, total MW | 271 | 316 | 316 |
| Sum innstallasjonsøkning MW | 7 | 45 | 52 |
| Sum produksjon, total GWh | 1.464 | 1474 | 1.474 |
| Sum poduksjonsøkning GWh | 106 | 10 | 116 |
| Sum utbyggingskostnad, mill.kr. | 244 | 353 | 597 |
| Økonomiklasse inkl. verdi av eksisterende anlegg. | | | |

Byggetrinn 1
Overføring av Nesåa og utvidelse av deler av vannvegen for Tunnsjødal kraftverk.

Byggetrinn 2
Utvidelse av kraftstasjon med aggregat nr 5 i ny fjellhall. Utvidelse av resterende vannveg.

### 1.3.2 Magasiner

| Magasin navn | Før regulering | | Etter regulering | | | Volum mill. $m^3$ | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | Areal km2 | NV kote | Areal km2 | HRV kote | LRV kote | hev | senk | sum |
| M. Nesåvatn | 1,4 | 505 | 1.4 | 505 | 500 | 0 | 3 | 3 |

Eksisterende regulering i Namsvatn, Vekteren, Limingen, Tunnsjø og Tunnsjøflyene, tot. 1179 mill $m^3$.

### 1.3.3 Vannveger

| | Type | Lengde m | Tverr-snitt $m^2$ |
|---|---|---|---|
| Trinn 1 | | | |
| Ovf. Nesåa | Tunnel | 9.300 | 9 |
| Ny tilløpstunnel Tunnsjødal | Tunnel | 6.040 | 43,7 |
| Trinn 2 | | | |
| Resterende paralelltunnel | Tunnel | 4.430 | 43,7 |
| Ny trykksjakt | Sjakt | 410 | 3,2/5,0 |
| Ny avløpstunnel | Tunnel | 2.100 | |

Det vises forøvrig til O/U demonstrasjonsprosjektrapport nr 18.

DEMONSTRASJONSPROSJEKT NR 19, LANGFJORD

# 1 UTBYGGINGSPLANER I 619 ØYREELVA OG 614 LEIRÅGA I NORDLAND FYLKE

## 1.1 Dagens situasjon i vassdraget.

| KRAFTVERK | Installasjon | | $H_{br}$ | Prod | Maga-sin | Bygge-år | Eier |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | MW | Type | m | GWh | % | | |
| Langfjord | 6,3 | | 255 | 32 | 36 | 1949 | HK |

## 1.2 Demonstrasjonsprosjekt

Dagens Langfjord kraftverk krever rehabilitering, både på rørgate og aggregat. Som en følge av dette er det laget nye planer hvor inntaket flyttes opp i magasinet for større fallhøyde og bedre drift. Overføringer fører til raskere fylling av Tettingvatnet.

## 1.3 Utbyggingsplaner

### 1.3.1 Hoveddata

| Alternativ | A | B |
|---|---|---|
| Sum installasjon, total MW | 12,0 | 20,0 |
| Sum installasjonsøkning MW | 5,5 | 13,7 |
| Sum produksjon, total GWh | 46,0 | 74,0 |
| Sum produksjonsøkning GWh | 14,0 | 42,0 |
| Sum utbyggingskostnad, mill.kr. | 100,0 | 173,0 |
| Økonomiklasse inkl. verdi av eksisterende anlegg. | 4 | 4 |

Det er i o/u-rapporten for Langford - prosjektet beskrevet 2 alternativer; alt A og alt. B. I tillegg er prosjektet behandlet i Samlet Plan i en større sammenheng hvor Lomsdalsvassdraget er tenkt tilført.

#### 1.3.1.A Alt.A

Alternativet utnytter hele det 336 m høye fallet mellom Tettingvatnet og Langfjorden, mot i dag de nederste 225 m. Ny kraftstasjon i fjell. Øvre deler av Øyrelva tas inn på driftstunnelen. Det forutsettes ingen nye reguleringer eller overføringer.

### 1.3.1.B Alt.B

Alternativet er i hovedtrekk som alternativ A. I tillegg overføres Leiråvatnet til Tettingsvatnet og installasjonen økes dermed noe.

### 1.3.1.C Andre alternativ

Som videreføringsprosjekt i Samlet Plan under navnet Stor Langfjord (alt. C) er Langfjord kraftverk del av et større utbyggingsalternativ. Alternativet er delt i 4 underalternativ hvor det største omfatter nytt Langfjord kraftverk og Tettingvatn kraftverk. Regulering av Elgviddevatn og Mosskardvatn. Overføring av avløp fra Leiråvatn og vann fra Vefsna-vassdraget, Øvre Mosskardelv og Øvre Jordbruvatn.

### 1.3.2 Magasiner

| Magasin navn | Før regulering | | Etter regulering | | | Volum mill. $m^3$ | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | Areal km2 | NV kote | Areal km2 | HRV kote | LRV kote | hev | senk | sum |
| Storvatnet | - | - | - | 559 | 555,5 | - | - | 3,2 |
| Tettingvatn | - | - | - | 343 | 321 | - | - | 18,4 |
| Leiråvatnet | - | - | - | 352 | 350,5 | - | - | 1,0 |
| SUM | | | | | | | | 21,6 |

Alle magasiner eksisterer, ingen nye er planlagt.

### 1.3.3 Vannveger

| | Type | Lengde m | Tverr-snitt $m^2$ |
|---|---|---|---|
| Overføring Leiråvatnet | boret tunnel | 5000 | 8 |
| Inntak - stasjon | sprengt tunnel | 2600 | 18 |
| Stasjon - utløp | sprengt tunnel | 400 | 18 |

## 1.4 Status

Helgeland Kraftlag A/L (HK) har sendt NVE forhåndsmelding etter alt. C i Samlet Plan. Alt.C berører Lomsdalsvassdraget som er foreslått vernet i VP IV.

Det vises forøvrig til O/U demonstrasjonsprosjektrapport nr 19.

DEMONSTRASJONSPROSJEKT NR 20: VEFSNA/RØSSÅGA

# 1 UTBYGGINGSPLANER I 614 VEFSNA OG 648 RØSSÅGA I NORDLAND

### 1.1.1 Dagens situasjon i Vefsna.

I perioden 1962-65 ble avløpet fra i alt 318 $km^2$ fra Vefsna overført Røssåga. Samtidig ble Svartvatnet, Elsvatnet og Østre Fiskeløsvatnet regulert til buffermagasin.

### 1.1.2 Dagens situasjon i Røssåga.

| KRAFTVERK | Installasjon | | Produksjon | $H_{br}$ | Maga-sin | Bygge-år | Eier |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | MW | Type | GWh | m | % | | |
| Ø. Røssåga | 160 | 3xFr | 772 | 133 | 96 | 1961 | Stat |
| N. Røssåga | 250 | 6xFr | 1573 | 244 | 91 | 1957 | Stat |

## 1.2 Demonstrasjonsprosjekt

Røssågaverkene er 30-35 år gamle, og spesielt Nedre Røssåga har lang brukstid. Det er derfor naturlig å se på en utnyttelse av vassdraget som i større grad er tilpasset dagens og framtidens behov. Det vil si økning av installasjonen for derigjennom å kunne øke vinterproduksjonen, og også øke effektreserven i kraftsystemet.

## 1.3 Utbyggingsplaner

### 1.3.1 Hoveddata

| Alternativ | A1 | B1 | B2 | C |
|---|---|---|---|---|
| Sum installasjon, total MW | 418 | 835 | 857 | 785 |
| Sum installasjonsøkning MW | 8 | 425 | 447 | 375 |
| Sum produksjon, total GWh | 2376 | 3199 | 3262 | 3140 |
| Sum produksjonsøkning GWh | 31 | 854 | 917 | 795 |
| Sum utbyggingskostnad, mill.kr. | 90 | 2755 | 3030 | 2590 |
| Økonomiklasse inkl. verdi av eksisterende anlegg. | 2/3 | 2 | | 2 |

Alt.A Opprusting av eksisterende stasjoner.

Alt.B1 Nytt kraftverk mellom Røssvatn og Mosjøen. Overføring fra Vefsna.

Alt B2 Nytt kraftverk mellom Røssvatn og Korgen. (Evnt. med utløp i fjorden). Overføring fra Vefsna.

Alt. C Pumpe mellom Røssvatn og Bleikvatn. Nytt kraftverk mellom Stormyra og Korgen (evnt. fjorden).

**Varianter av alternativene.**

I alt. B og C kan i tillegg til Unkervatn og Susna, også Fiplingedalselva overføres fra Vefsna. I Samlet Plan er Fiplingedalselva utnyttet i Trofors kraftstasjon med 420 GWh i midlere prod. En overføring til Røssvatn og dertil kraftverker vil gi omtrent samme prod. og kostnad. En får magasineringsmuligheter i Røssvatn mot uregulert i Trofors-alt. Vannføringen i Vefsna nedstrøms Trofors vil bli redusert.

### 1.3.2 Magasiner

| Magasin navn | Før regulering | | Etter regulering | | | Volum mill. $m^3$ | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | Areal km2 | NV kote | Areal km2 | HRV kote | LRV kote | hev | senk | sum |
| Unkeratn *) | 13,7 | 322 | 16,3 | 326 | 318 | 67 | 45 | 112 |

*) Gjelder alt. B1, B2, og C2.

Eksisterende magasinering i Bleikvatnet, Røssvatnet/Tustervatnet, Svartvatnet, Stormyra og Ø. Fiskløsvatn med tot. 2650 mill.$m^3$.

1.3.3 Vannveger

| | Type | Lengde m | Tverr-snitt $m^2$ |
|---|---|---|---|
| O-tunnel (alt.B1/B2) | spr.tunnel | 10.600 | 60 |
| UNKERVATN PUMPE(alt.B1/B2) | | | |
| Inntak Unkervatn - stasjon | spr.tunnel | 700 | 100 |
| Pansring | innst. rør | 30 | D=5,2m |
| Pansring - utløp Røssvatn | spr.tunnel | 12.600 | 100 |
| MOSJØEN KRAFTVERK (alt.B1) | | | |
| Inntak - trykksjakt | spr.tunnel | 11.500 | 86 |
| Trykksjakt | sjakt | 350 | 48 |
| Konus - stasjon | innst. rør | 60 | D=4,8m |
| Stasjon - utløp | spr.tunnel | 16.000 | 86 |
| KORGEN KRAFTVERK (alt.B2) | | | |
| Bleikvatn - driftstunnel | sjakt | 120 | 40 |
| Inntak Bjuråga | sjakt | 180 | 5 |
| Inntak Reinåga | sjakt | 230 | 5 |
| Røssvatn - turbinrør | spr.tunnel | 21.400 | 86 |
| Pansring | innst. rør | 60 | D=4,8m |
| Stasjon - utløp Sjøforsen/ (alt. utløp fjorden) | spr.tunnel | 2.000/ 14.000 | 86 |

Det vises forøvrig til O/U demonstrasjonsprosjektrapport nr 20.

DEMONSTRASJONSPROSJEKT NR 21: RANAVERKENE

# 1 UTBYGGINGSPLANER I RANA-VASSDRAGET I NORDLAND FYLKE

## 1.1 Dagens situasjon i vassdraget.

| KRAFTVERK | Installasjon | | Produksjon GWh | $H_{br}$ m | Magasin % | Byggeår | Eier |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | MW | Type | | | | | |
| Rana m/ Tverrvatn P. | 500/1, 2 | | 2030/ -3,4 | 505 | 140 | | Stat |
| Langvatn | 90 | | 306 | 43 | | | Stat |
| Reinfossen | 3,4 | | 19 | 30 | | | Stat |
| Ildgrubefoss | 3,2 | | 19 | 220 | | | Stat |

## 1.2 Demonstrasjonsprosjekt

Statkraft har ønsket å finne tiltak som for Ranaverkene kan gi økt produksjon ved opprusting og utvidelse. Prosjektet inneholder alle slags tiltak som utvidelse av vannveg, bytte av løpehjul, magasinøkning, nye overføringer, bygging av nye småkraftverk m.m.

## 1.3 Utbyggingsplaner

### 1.3.1 Hoveddata

| Kraftverk | Rana | Langvatn |
|---|---|---|
| Sum installasjon, total MW | 520 | 90 |
| Sum installasjonsøkning MW | 20 | 0 |
| Sum produksjon, total GWh | 2307,1 | 310 |
| Sum produksjonsøkning GWh | 277,1 | 4 |
| Sum utbyggingskostnad, mill.kr. | 709 | 14,8 |
| Økonomiklasse inkl. verdi av eksisterende anlegg. | 2 | 4 |

### 1.3.2 Enkeltprosjekter

| | Total inst. MW | Økn. inst. MW | Total prod. GWh | Økn. prod GWh | Utb. kostn. mill. kr. | Utb. pris kr/ kWh | Øk-kl. |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| Dagens situasjon Rana kraftverk | 500 | - | 2030 | - | - | - | - |
| Overføring Slagjebekken | 500 | 0 | 2030,3 | 0,3 | 0,25 | 0,83 | 1 |
| Overføring N. (SP) | 500 | 0 | 2142 | 112 | 368 | 3,26 | 3 |
| Lappsettjønna Pumpe | 500 | 0 | 2039 | 9,0 | 6,6 | 0,73 | 1 |
| Overføring bekker Plura | 500 | 0 | 2039 | 9,0 | 23,0 | 2,56 | 2 |
| Overføring bekk til Småvatnet | 500 | 0 | 2032,6 | 2,6 | 4,7 | 1,81 | 1 |
| Akersvatnet Pumpe | 500 | 0 | 2047 | 17,0 | 22,5 | 1,32 | 1 |
| Overføring Øvre Rauvassbekken | 500 | 0 | 2032,4 | 2,4 | 3,2 | 1,33 | 1 |
| Overføring Durmålsvatnet | 500 | 0 | 2036,5 | 6,5 | 10,2 | 1,57 | 1 |
| Overføring bekk til Mørbekk | 500 | 0 | 2031,2 | 1,2 | 2,1 | 1,75 | 1 |
| Overføring Rabotsbekken | 500 | 0 | 2038 | 8,0 | 12,7 | 1,59 | 1 |
| Utnyttelse Kjennsvatnet | 500 | 0 | 2032 | 2,0 | - | - | 1 |
| Falltapsred. Rana kr.verk | 500 | 0 | 2054,5 | 24,5 | 66,4 | 2,71 | 2 |
| Bytte hjul m.m. Rana kr.v. | 500 | 0 | 2034,6 | 4,6 | 4,0 | 0,87 | 1 |
| Rehabilitering rør A. | 500 | 0 | 2031,2 | 1,2 | 3,9 | 3,25 | 3 |
| Rehabilitering rør B. | 500 | 0 | 2032,8 | 2,8 | 3,8 | 1,36 | 1 |
| Gressvatnet kr.v. (SP) | 508,5 | 8,5 | 2065 | 35 | 75,0 | 2,14 | 1 |
| Andfiskåga kr.v. (SP) | 506,5 | 6,5 | 2054 | 24 | 70,0 | 2,87 | 3 |

| | Total inst. MW | Økn. inst. MW | Total prod. GWh | Økn. prod GWh | Utb. kostn. mill. kr. | Utb. pris kr/ kWh | Øk-kl. |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| Kjensvatnet kr.v. | 505 | 5 | 2045 | 15 | 32,6 | 2,17 | 3 |
| SUM RANA KRAFTVERK | 520 | 20 | 2307,1 | 277,1 | 709 | 2,56 | 2 |
| Dagens situasjon Langvatn kraftv. | 90 | - | 306 | - | - | - | - |
| Falltaps-reduksjon | 90 | 0 | 310 | 4,0 | 14,8 | 3,64 | 4 |
| SUM LANGVATN KRAFTVERK | 90 | 0 | 310 | 4,0 | 14,8 | 3,64 | 4 |
| Dagens situasjon Bjerka kraftverk | 20 | - | 122 | - | - | - | - |
| Overføring Storpølbekken | 20 | 0 | 125,1 | 3,1 | 2,4 | 0,80 | 1 |
| Overføring Jamtjordbekken | 20 | 0 | 123,2 | 1,2 | 0,8 | 0,67 | 1 |
| Magasinøkning St.Målvatnet | 20 | 0 | 0 | 0 [1)] | 15 | - | 6 |
| Bytte hjul og turbinrehab. | 20 | ~0 | 122,2 | 2,2 | ? | ? | ? |
| SUM BJERKA KRAFTVERK | 20 | ~0 | 128,5 | 6,5 | ? | ? | ? |
| Dagens situasjon Øvre og Nedre Røssåga | 410 | - | 2470 | - | - | - | - |
| Inntak Rabekken N. Røssåga | 410 | 0 | 2470,4 | 0,4 | 1,0 | 2,50 | 3 |
| Inntak Gulltjørnbekken N.Røssåga | 410 | 0 | 2471,5 | 1,1 | 1,5 | 1,36 | 1 |
| Inntak Trollbekken N.Røssåga | 410 | 0 | 2470,6 | 0,6 | 1,7 | 2,83 | 4 |
| Ovf. Vefsna alt.A (eget felt) | 559 | 149 | 2618 | 148 | 820 | 2,47 [2)] | 3 |
| Ovf. Vefsna alt.B SP | 835 | 425 | 3324 | 854 | 2860 | 2,80 [2)] | 3 |

| | Total inst. MW | Økn. inst. MW | Total prod. GWh | Økn. prod GWh | Utb. kostn. mill. kr. | Utb. pris kr/ kWh | Øk-kl. |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| Ovf. Vefsna alt.C SP [3)] | 965 | 130 | 3744 | 420 | 980 | 2,33 | 3 |
| Ovf. Stortjørna | 410 | 0 | 2471,4 | 1,4 | 2,8 | 2,00 | 1 |
| Ovf. Lomtjørnbekken | 410 | 0 | 2471,0 | 1,0 | 1,6 | 1,60 | 1 |
| Ovf. Ø.Gryteselva | 410 | 0 | 2472,2 | 2,2 | 0,5 | 0,23 | 1 |
| Magasinøkning Røssvatnet | 410 | 0 | - | - | - | - | 1 |
| Falltapsreduksj. Ø.Røssåga | 410 | 0 | 2501 | 31 | 59,7 | 1,90 | 1 |
| Paralelltunnel N.Røssåga | 410 | 0 | 2510 | 40 | 175 | 4,38 | 5 |
| Utnytt. reg. Stormyra | 410 | 0 | - | - | - | - | 6 |
| Bytte hjul og turbinrehab. N.Røssåga | 410 | ~0 | 2475 | 5,0 | ? | ? | ? |
| Bytte hjul og turbinrehab. Ø.Røssåga | 410 | ~0 | - | - | ? | ? | ? |
| SMÅ KRAFTVERK: | | | | | | | |
| Stikkelvika (SP) | 414 | 4 | 2487,6 | 17,6 | 40,0 | 2,27 | 1/2 |
| Varnvatnet (SP) | 416,1 | 6,1 | 2491,1 | 21,1 | 70,0 | 3,32 | 4 |
| Krutå (SP) | 441 | 31 | 2618 | 148 | 440 | 2,97 | 3 |
| Mølnhuselva (SP) | 417,5 | 7,5 | 2500 | 30 | 86,0 | 2,87 | 3 |
| Lendingelva (SP) | 412,2 | 2,2 | 2479 | 9,0 | 26,9 | 2,99 | 4 |
| SUM RØSSÅGA (VEFSNA) | 1015,8 | 605,8 | 4025,4 | 1555,4 | 4746,7 | 3,05 | 3 |

Det vises forøvrig til O/U demonstrasjonsprosjektrapport nr 21.

DEMONSTRASJONSPROSJEKT NR 22: REKVATN

# 1 UTBYGGINGSPLANER I 725 SAGELVVASSDRAGET OG 730 VASJAELVA I NORDLAND FYLKE

## 1.1 Dagens situasjon i vassdraget.

| KRAFTVERK | Innstallasjon | | $H_{br}$ | Prod | Maga-sin | Bygge-år | Eier |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | MW | Type | m | GWh | % | | |
| SAGFOSSEN | 11 | Franc. | 45 | 45 | 38 | 1979 | NSKL |
| REKVATN | 21 | Franc. | 206 | 86 | 87 | 1952-1970 | NSKL |
| SLUNKAJAVRRE | 21 | Franc. | 246 | 76 | 64 | 1983 | NSKL |

## 1.2 Demonstrasjonsprosjekt

Rekvatn har driftsproblemer med rørgate i dagen ved sterk kulde. Verket trenger snarlig rehabilitering.

Demonstrasjonsprosjektet omfatter både nye reguleringer, overføring fra annet vassdrag og bygging av nytt kraftverk.

## 1.3 Utbyggingsplaner

### 1.3.1 Hovedata

Det er vurdet 4 alternative utbyggingsplaner hvor hoveddata for det største er gitt i tabell nedenfor

| Alternativ | A4 |
|---|---|
| Sum innstallasjon, total MW | 77,1 |
| Sum innstallasjonsøkning MW | 24,3 |
| Sum produksjon, total GWh | 300,5 |
| Sum produksjonsøkning GWh | 93,5 |
| Sum utbyggingskostnad, mill.kr. | 326 |
| Økonomiklasse inkl. verdi av eksisterende anlegg. | 3 |

Alt. A1 Nytt Rekvatn kraftverk. Ingen nye reguleringer eller overføringer. Stasjon og vannveg i fjell. To aggregat (Francis) for høyt og lavt fall (235m og 26,5m).

Alt. A2 Nytt Rekvatn kraftverk. Regulering av Roggejavrre. Roggejavrre kraftverk med avløp til Slunkajavrre, fjellanlegg med Francisaggregat.

Alt. A3 Nytt Rekvatn kraftverk. Overf. avløp øvre Vasja fra Rombovatnet. Rombo kr.v. med avløp til Rekvatnet, fjellanlegg med Francis.

Alt. A4 Omfatter samtlige tre alternativ A1 til A3, og egner for etappevis utbygging.

I tillegg er laget 3 tilleggsalternativer B1, B2 og B3 som er beskrevet i eget hefte.

### 1.3.2 Magasiner

| Magasin navn | Før regulering | | Etter regulering | | | Volum mill. $m^3$ | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | Areal km2 | NV kote | Areal km2 | HRV kote | LRV kote | hev | se-nk | sum |
| Rotvatnet | *) | 45,0 | 3,5 | 45,5 | 44,5 | 3 | 2 | 5 |
| Rekvatnet | *) | 283,0 | 6,5 | 283,8 | 271,8 | 5 | 75 | 77 |
| Slunka-javrre | *) | 531,4 | 5,9 | 531,4 | 516,4 | 0 | 80 | 80 |
| Goigi-javrre | *) | 543,5 | 1,7 | 543,5 | 540,0 | 0 | 5 | 5 |
| Fjerde-vatnet | 2,3 | 72,0 | 2,3 | 72,0 | 71,0 | 0 | 2 | 2 |
| Rogge-javrre | 1,8 | 639,0 | 1,5 | 639,0 | 624,0 | 0 | 22 | 22 |
| Nedre Rombovatn | 0,9 | 455,6 | 0,9 | 455,6 | 452,0 | 0 | 2 | 2 |
| Niedavag-javrre | 0,6 | 627,0 | 0,6 | 627,0 | 625,0 | 0 | 1 | 1 |

*) Eksisterende magasiner.

Rotvatnet, Rekvatnet, Slunkajavrre, Goigijavrre og Fjerdevatn gjelder alle alternativ, Roggejavrre kun alt. A2 og Nedre Rombovatn og Niedavagjavrre kun alt. A3 og A4.

Det vises forøvrig til O/U demonstrasjonsprosjektrapport nr 22.

## DEMONSTRASJONSPROSJEKT NR 23: GAUSVIKVASSDRAGET

## 1 O/U VED 761-01, 02, 03 NEDRE, MIDTRE OG NEDREFOSS KRAFTVERKER I GAUSVIKVASSDRAGET, TROMS FYLKE

### 1.1 Dagens situasjon.

| KRAFTVERK/ EIER | Installasjon | | Produk-sjon | Maga-sin | FALL | BYGGEÅR/ KOMMENTAR |
|---|---|---|---|---|---|---|
| | MW | Type/ÅR | GWh | % | M | |
| Nedrefoss | 3,7 | F/ 19 | 11,7 | 61 | 64 | 1916, |
| Mellomfoss | 0,3 | F/ 09 | 1,2 | 60 | 16 | 1949 |
| Øvrefoss/ SØR TROMS KRAFT FORSYNING | 1,0 | F/ 47 | 5,3 | 60 | 34 | 1947 |

### 1.2 Demonstrasjonsprosjekt

Kraftproduksjonen i Gausvikvassdraget har sin opprinnelse helt fra 1899, og i 1909 var Storevann regulert 3m og Nedrefoss utbygd med ca. 500 KW. Stasjonen utnyttet 48m fallhøyde og ble utvidet allerede i 1916 med et aggregat på 1050 kW som nyttet hele fallhøyden på 64m. Økt behov for effekt nødvendiggjorde allerede i 1919 to nye aggregater a 1050 kW, samtidig som Storevann fikk en reguleringshøyde på 7,5m og 37,5 mill m3 i magasin. Nedrefoss ble utvidet i 1973 med et nytt aggregat på 2,7 MW, og det ene av de gamle aggregatene ble beholdt som flom/reserve-aggregat. Det elektriske anlegg og hovedtransformatoren ble skiftet i 1983 etter pålegg.

Øvrefoss ble satt i drift i 1949 med en ytelse på 1000 kW. Midtre fall ble utbygd rett etter med et gammelt aggregat fra Tinfoss papirfabrikk som ga nye 300 kW. I 1981 ble kontrollanlegget fornyet i Mellomfoss.

Gausvikvassdraget er varig vernet, og en bedre utnyttelse av energien i vassdraget til elektrisitetsproduksjon har derfor klare begrensninger selv i den sterkt berørte elvestrekningen fra Storevann til havet.

Etter pålegg ble dammen i Storevann helt ombygd i 1990.

## 1.3 Utbyggingen

### 1.3.1 Hoveddata

Det er i alt vurdert 4 alternativer som innkluderer løsninger som rehabilitering av hver enkelt kraftstasjon, utnyttelse av hele fallet fra Storevann til sjøen i en kraftstasjon, og hel eller delvis sammenslåing av Nedrefoss og mellomfoss. De to mest aktuelle alternativene er vist under.

| Alternativ | økt/sum ny installasjon MW | økt/sum ny produksjon GWh | sum kostnad mill.kr | kommentarer |
|---|---|---|---|---|
| Rehabili-ering | | | | Kraftverkene er i dårlig forfatning og må moderni-seres om få år eller stoppes. Nåverdi av eksisterende produksjon er derfor liten. Alternativet muliggjør rehabilitering av Øvrefoss som har ny rørgate fra 1991. |
| Nedrefoss | -1,2/2,5 | 2,0/13,7 | 13,8 | |
| Mellomfoss | 0,1/0,6 | 2,0/ 3,2 | 9,9 | |
| Øvrefoss | 0,5/1,5 | 0,9/ 6,2 | 15,3 | |
| Felles-utbygging Nedrefoss-Mellomfoss | -0,7/3,5 | 3,8/16,7 | 25,4 | |

## 1.4 KONKLUSJON

Opprusting og utvidelsen av kraftverkene i Gausvikvassdraget viser hvordan et tilsynelatende utbygd vassdrag kan gi mer energi og fungere mer fleksibelt i forhold til forbruket uten at de miljømessige konsekvensene er særlig store. Den videre saksgangen der fylkesmannens miljøvernavdeling vil spille en avgjørende rolle avgjør om det faktum at vassdraget er varig vernet vil forhindre fornuftige enøk tiltak.

Planene gir et godt bilde av den teknologiske utviklingen som har pågått i dette århundrede når det gjelder løsninger knyttet til småkraftverk.

Det vises forøvrig til O/U demonstrasjonsprosjektrapport nr 23 om Gausvikvassdraget som beskriver situasjonen i dag og mulighetene langt mer detaljert.

Rapporten beskriver også de erfaringer Sør Troms Elforsyning gjorde under ombygging av fyllingsdammen ved Storevann og som kostet 10,5 mill.kr. Erfaringene med utskifting av rørgaten for Øvrefoss kraftverk er også beskrevet, der STE's skeptiske holdning til GUP rør er beskrevet. Denne utskiftingen kostet 3,2 mill.kr

## DEMONSTRASJONSPROSJEKT NR 24: BARDUFOSS

## 1 O/U VED 791-02, 196.AA4 BARDUFOSS KRAFTVERK I 196.z MÅLSELVVASSDRAGET, TROMS FYLKE

### 1.1 Dagens situasjon.

| KRAFTVERK/ EIER | Installasjon | | Produk-sjon | Maga-sin | FALL | BYGGEÅR/ KOMMENTAR |
|---|---|---|---|---|---|---|
| | MW | Type/ÅR | GWh | % | M | |
| BARDUFOSS I | 1,5 | F/ 22 | 12 | | 28 | 1922, NEDLAGT |
| BARDUFOSS II/ | 15 | F/ 53 | 220 | 41 | 53 | 1953 |
| TROMS KRAFT FORSYNING | 20 | F/ 59 | | | | |

### 1.2 Demonstrasjonsprosjekt

Bardufoss kraftverk er et elvekraftverk i Barduvassdraget der STATKRAFTs kraftverker Innset og Straumsmo ligger høyere opp i feltet og sammen med det store Altevatnmagasinet sterkt påvirker vannføringen i vassdraget. Straumsmo som er det nederste av STATKRAFTs kraftverker nyttes til døgnregulering som skaper erosjonsproblemer i inntaksbassenget til Bardufoss og driftsproblemer for kraftverket. Under prosjektets gang inngikk STATKRAFT og Troms Kraftforsyning en minnelig avtale som langt på vei løste Troms kraftforsynings problem ved at Bardufossen kraftverk produserte vesentlig av sin energi på natta. STATKRAFT ser for tiden på muligheten av å endre driften av Straumsmo ved å oppruste Innset (se rapport for denne). Det er store flomtap i Bardufoss kraftverk, og dette sammen med gamle turbiner og dårlig elektrisk utstyr foranlediget en undersøkelse for opprusting og utvidelse av kraftverket. Undersøkelsen dokumenterte store avvik i vannvegsystemet i forhold til tilhjengelige tegninger, og resultatet ble forslag om en betydelig utvidelse av vannvegen. Utvidelsen ble utført i 1991, og de problemer man hadde med fjellet når kraftverket ble bygd ble løst med moderne tunnelteknologi. Skifting av turbiner og elektromateriell ventes utført i 1992/93. En betydelig innvinnelse av flomtapet ble funnet ulønnsomt. Det ble lagd en rapport som tar for seg FoU behovet i et kraftverk som Bardufoss. For de lang fleste av komponentene ble det konkludert med at ved anvendelse av dagens kunnskap kunne man komme langt, selv om man innen enkelte felter hadde behov for videreutvikling.

## 1.3 Utbyggingen

### 1.3.1 Hoveddata

Det ble i alt vurdert 5 alternativer som innkluderte løsninger fra en ny parallel kraftstasjon til mindre oppgraderingsarbeider. Det største alternativet kostet ca. 5 kr/kWh og økte produksjonen med ca 35 GWh/år, vesentlig sommerkraft. Det ble valgt å strosse avløps- og tilløpstunnel, skifte løpehjul i turbin 1 (den eldste) og skifte generator, lage ny kjørestrategi for de to aggregatene og modernisere det elektriske anlegget.

| Alternativ | økt/sum ny installasjon | økt/sum ny produksjon | sum kostnad | kommentarer |
|---|---|---|---|---|
| vannveg | - | 5/ 225 GWh | 9 mill | Arbeidet bel utført av et lokalt firma med godt resultat. Produksjons-stansen kostet mer enn beregnet pga høye priser sommer 1991. |
| aggregat | | 5,3/ 230 GWh | 5,8 mill | |

## 1.4 KONKLUSJON

Opprusting og utvidelsen av Bardufossen kraftverk gir eksempel på hva dagens tunnelteknologi kan utrette der eldre teknologi hedde problemere med fjellkvaliteten. Prosjektet dokumenterer at potensialet kan være stort ved utvidelser dersom prisen på elektrisk kraft stiger vesentlig. Dagens prisnivå eller lånebetingelser gjør det ikke økonomisk mulig å innhente hele ENØK potensialet i slike kraftverk. Prosjektet viser oppgraderingsmulighetene ved dagens turbinteknologi og gevinstmulighetene ved bedre samkjøring aggregater imellom. Prosjektet viser at man skal være forsiktig med å planlegge opprusting ut ifra gamle tegninger som ikke er sjekket mot det vannvegsystem som eksisterer i kraftverket. Gjennomføringen av fase 1 (vannvegen) har vist at prosjektøkonomien er ømfintlig ovenfor verdien av tapt produksjon. I dette tilfellet ble den større enn beregnet, mens entreprenøranbudet ble lavere enn beregnet pga. lavkonjunktur i anleggsbransjen.

Det vises forøvrig til O/U demonstrasjonsprosjektrapport nr 24 om Bardufossen, del I prosjektet, del II FoU aktiviteter.

## DEMONSTRASJONSPROSJEKT NR 25: INNSET II

## 1 O/U AV INNSET KRAFTVERK I BARDUELVA I MÅLSELVVASSDRAGET, TROMS FYLKE

### 1.1 Dagens situasjon.

| KRAFTVERK/ EIER | Installasjon | | Produk-sjon GWh | Maga-sin % | FALL M | BYGGEÅR/ KOMMENTAR |
|---|---|---|---|---|---|---|
| | MW | Type/ÅR | | | | |
| INNSET I<br>STRAUMSMO<br>STATKRAFT | 80<br>130 | F/ 60<br>F/ 66 | 405<br>220 | 100 | 177<br>220 | 1960<br>1966 |

### 1.2 Demonstrasjonsprosjekt

Innset kraftverk ligger øverst i Målselvvassdraget og har en slukevne på 52 $m^3/s$. Stasjonen nedenfor, Straumsmo, har slukevne på 70 $m^3/s$. Hovedmagasinet i vassdraget er Altevatn som har god reguleringsevne (ca 100 %). På grunn av forskjellen i slukevne kjøres Innset I hele døgnet i vinterhalvåret, mens Straumsmo kjøres for fullt kun på dagtid ved hjelp av døgnregulering av inntaksmgasinet Innsetvatn. Dette medfører vannføringsvariasjoner nedstrøms og årlige skader langs vassdraget.

### 1.3 Utbyggingen

#### 1.3.1 Hoveddata

På grunn av trang installasjon er det sett på mulighetene for å bygge ny stasjon parallell med Innset I. Stasjonen får slukevne på 11 $m^3/s$ og en horisontal Francisturbin med ytelse 17 MW. Stasjonen vil nytte deler av tilløpstunnelen til Innset I og ikke medføre endringer i eksisterende stasjoner.

| Alternativ | installasjon | økt vinter-produksjon | kostnad | kommentarer |
|---|---|---|---|---|
| Innset II | 17 MW | 168 GWh | 63 mill | Stasjonen gir ikke netto energigevinst, men flytting av produksjon fra sommer til vinter. |

## 1.4 KONKLUSJON

Bygging av Innset II gir bedre manøvreringsmuligheter i vassdraget og vil redusere dagens skader nedstrøms forårsaket av varierende vannføring. Lønnsomheten vil være avhengig av prisforskjell mellom sommer og vinter. Med sommerpris 10 øre/kWh og vinterpris 20 øre/kWh gir prosjektet god lønnsomhet (internrente 32 %). Den økte effektinstallasjonen i systemet vil redusere brukstiden for Altevatn og bedre utnyttelsen av magasinet i en knapphetssituasjon.

Større vannføring om vinteren og jevnere vannføring over døgnet vil også medføre fordeler for Bardufoss kraftverk (se demo-prosjekt nr 24) som ligger lenger ned i vassdraget og som er eiet av Troms Kraftforsyning..

Det vises forøvrig til O/U demonstrasjonsprosjektrapport nr 25 om Innset II.

# DEMONSTRASJONSPROSJEKT NR 26: HAKKSTABBEN

## 1 O/U AV HAKKSTABBEN KRAFTVERK, FINNMARK FYLKE

### 1.1 Dagens situasjon.

Hakkstabben kraftverk ligger på sydenden av øya Seiland ytterst i Altafjorden. Kraftverket ble bygget etter privat initiativ i 1953 og utnyttet en regulering på 4 m i Oldervikvatnet og 90% av fallhøyden mellom Oldervikvatnet og sjøen (ca. 90m fallutnyttelse). Peltonturbinen hadde en ytelse på 300 kW og kraften ble brukt lokalt på Seiland. Kraftverket fikk store driftsproblemer på slutten av 70-tallet og ble i praksis nedlagt. Fallrettighenete ble overtatt av Alta kraftlag i 1988.

Kraftverket utnyttet et felt på 10,6 km2 med inntak i Oldervikvatnet. Magasinet i Oldervikvatnet inneholder 1,1 mill m3 som er ca 7% av midlere årlig avløp på ca. 15 mill.m3.

Av bestående byggverk er det bare deler av dammene som kan brukes i et nytt prosjekt, og disse må utbedres betydelig for å tilfredstille forskriftene. Oldervikvatnet brukes også som lokal vannforsyningskilde.

Denne delen av Seiland har i dag kabelforbindelse til Alta Kraftlag sitt nett, og tilknytning til nettet var i sin tid en viktig faktor for å legge ned kraftverket.

### 1.2 Demonstrasonsprosjekt

Prosjektet illustrer problemstillingen i prosjekter der det meste av tidligere byggverk ikke kan benyttes. I dette tilfellet vil også kraftverket være et pilotanlegg for høytrykks små Francisturbiner og generelt kostnadssparende maskin-/elektroløsninger basert på norske leveranser.

NVE har gitt pilotstøtte til prosjektet fordi Kværner bruker prosjektet til å utvikle en liten Francisturbin for høye trykk.

### 1.3 Utbyggingen

#### 1.3.1 Hoveddata

De eksisterende restene av kraftverket har liten verdi. Dammene må gjennomgå omfattende utbedringer for sikkerhetens skyld og kraftstasjonsbygget med maskinutstyr er i dårlig forfatning.

Det er utredet flere alternativer med og uten økt regulering. Det er ikke vesentlige forskjeller mellom alternativene da de varierer mellom 700 og 900 kW med og uten øking av magasinet

og med ulike plasseringer av kraftstasjonen. Inntak må bygges nytt og en kort senkningstunnel renskes. Rørgaten vil følge dagens trasee med et GUP-rør med diameter 750 mm.

Kraftstasjonen kan fungere som en lokal sikkerhet og effektuttaket er sett i forhold til dette. For å begrense damkostnader og miljø-konflikter er et alternativ med dagens regulering og kraftstasjon-splassering nedstrøms dagens kraftverksbygning valgt. Bare dette alternativet presenteres her:

| Alternativ | økt/sum ny installasjon | økt/sum ny produksjon | sum kostnad | kommentarer |
|---|---|---|---|---|
| Hakkstabben Alt. 98m fall | 0,6MW/ 0,8MW | 3,2GWh/ 3,2GWh | 10,5 mill | Alternativet gir en utbyggingspris på ca. kr 3,2/ kWh vurdert mot innvunnet kraft. Prisen inneholder deler av Kværners utviklingskostnader som har resultert i offentlig bygge-støtte til prosjektet. Energiprisen for Alta Kraftlag er derfor betydelig lavere. |

## 1.4 KONKLUSJON

Dersom opprustingstiltakene vurderes med tanke på innvunnet gevinst og totalkostnad vil de ikke være lønnsomme i dag. Tar en imidlertid med at kraftverket representerer en type kraftverk det finnes mange av i Norge og som trenger ombygging vil FoU-innsatsen som gjøres være nyttig for norsk konkurransedyktighet i andre tilsvarende prosjekter. For utbygger vil lokal sikkerhet spille en rolle da forsyningen til øya er basert på kabler. Eksemplet er tatt med for å vise at små kraftverk som dette har sin misjon i et sikkerhets system, og at gjenoppbygging er langt rimligere og bedre enn andre fornybare energikilder der sikkerhet for isolerte samfunn vurderes.

# DEMONSTRASJONSPROSJEKT NR 27: PORSA I OG II

## 1 O/U AV ØVRE OG NEDRE PORSA KRAFTVERKER, FINNMARK FYLKE.

### 1.1 Dagens situasjon.

Øvre og Nedre Porsa kraftverker ligger i Porsavassdraget og utnytter fallet fra Bjørnstadvatn til sjøen. Nedre Porsa kraftverk kom i drift i desember 1959 og utnytter det 226m høye fallet fra Porsavatn til sjøen. Øvre Porsa kraftverk kom i drift senhøstes 1961 og utnytter det ca. 60 m høye fallet mellom Bjørnstadvatn og Porsavatn.

Nedre Porsa kraftverk utnytter et felt på 95,6 km2 i Porsavassdraget og har inntak i Porsavatn som er demmet opp med to dammer. Begge dammene er i god forfatning, men mindre vedlikeholds-arbeider er påkrevd. Det samme er tilfellet for inntak og driftsvannveger som er tunnel og rørgate. Driftsvannvegen er stor nok for større slukevne enn i dag, men spesielt tunneldelen krever bedre dokumentasjon og eventuelle tiltak av stabilitetsårsaker om slukevnen økes. Kraftstasjonen trenger vedlikehold. Turbinene er ikke egnet for ombygging med tanke på økt slukevne, og de har i dag ulyder på fullast. Det elektriske anlegget trenger omfattende kontroll og trafo og apparatanlegget bør gjennomgå utbedringer for å bedre personsikkerheten og unngå havari. Stasjonen er ikke fjernstyrt i dag.

Øvre Porsa kraftverk utnytter et felt på 77,9 km2 og har inntak i Bjørnstadvatn som er regulert 15 m med LRV på kt.270,0. Dammen er en steinfyllingsdam med frontal betongplate som tetning. Dam og inntak er i generell god forfatning, men mindre vedlikeholdsarbeider bør utføres. Magasinet lekker gjennomgamle gruveganger, og dette tilsvarer et årlig tap på ca. 1,3 GWh. Vannvegen består av et 650m langt trerør med diameter 1900mm. De nederste 70 m er av stål. Bukkene for røret er i generelt dårlig forfatning og må utbedres. Kraftstasjonsbygget trenger vanlig vedlikehold. Det maskin-og elektrotekniske i stasjonen er i generelt akseptabel stand og har god kapasitet i forhold til magasin og avløp. Revisjonsarbeide bør påregnes innenfor en tiårs periode. Stasjonen er fjernstyrt.

Det er utarbeidet tilstandsrapporter for kraftverkene som konkluderer med et behov for utvidet vedlikehold og mindre utskiftinger innenfor en tiårsperiode, både for bygg, maskin og elektrokomponentene. Særlig er det behov for omfattende lukeutskiftinger.

Kraftverkene har en betydelig del av produksjonen i vinterperioden (90%).

| KRAFTVERK/ EIER | Installasjon | | Produksjon GWh | Magasin % | FALL M | BYGGEÅR/ KOMMENTAR |
|---|---|---|---|---|---|---|
| | MW | Type/ÅR | | | | |
| Nedre Porsa/ Hammerfest Elektrisitetsverk | 12,5 | 2 F/1959 | 48,5 | 95 | 220 | 1959/60/ Stasjonen trenger vedlikehold |
| Øvre Porsa/ Hammerfest Elektrisitetsverk | 2,4 | F/ 1962 revidert 1986 | 9,6 | 50 | 55 | 1962/ Stasjonen trenger vedlikehold |

**Nedre Porsa har vært i drift i 33 år, og restlevetiden er vurdert til 27 år. Med en kraftpris på 24 øre/kWh og kalkulasjonsrente 7% er nåverdien beregnet til 126 mill.kr. Øvre Porsa har vært i drift i 31 år, og restlevetiden er vurdert til 29 år. Med samme betingelser som over er nåverdien beregnet til 25 mill.kr.**

## 1.2 Demonstrasonsprosjekt

Prosjektet illustrer problemstillingen i kraftverk bygd for 30 år siden med et betydelig magasin i forhold til tilsig, slukevne og aggregat-kapasitet tilpasset dette og der hvor vedlikeholdet kunne vært bedre. Prosjektet har visse utvidelsesmuligheter med overføring av nye marginale felt og utvidelse av ytelsen for å utnytte potensialet i de gode reguleringsmagasinene sett i forhold til andre dårligere regulerte kraftverk i området.

## 1.3 Utbyggingen

### 1.3.1 Hoveddata

Det er utredet flere alternativer for overføring av nabofelt til Porsavassdraget, men disse er vurdert ulønnsomme (4,4 kr/kWh). I tillegg vil en overføring sannsynligvis berøre prosjekter i verneplan IV (Lerresfjord). Et mindre felt kan tas inn ved inntakslukehuset for Nedre porsa og gi 0,3 GWh til en pris av 2,4 kr/kWh.

Rapportene for Nedre og Øvre Porsa konkluderer i hovedsak med bare lønnsomhet i utvidet vedlikehold og revisjoner. Det ligger en mulighet i opprusting av Nedre Porsa med et nytt aggregat eller utskifting av ett av de gamle med ett nytt og større. Vannvegen tåler ca. 40% økning av slukevnen noe som muliggjør en aggregatøkning på ca 6,5 MW. Dette vil muliggjøre nærmest bare vinterproduksjon, men ikke gi netto økt energigevinst. Overføring av felt vil øke behovet for en kapasitetsutvidelse. Konklusjonen er at det bare er en vurdering av kraftverket som effektprodusent i et større system som kan gi svar på verdien av økt installasjon.

Rapportene foreslår vedligehold/revisjoner i tre trinn:

Trinn 1: Strakstiltak
Mindre vedlikeholdsarbeider på kraftstasjonene.
Samlet kostnad kr.90.000,-

Trinn 2: Tiltak innen 2 år
Utbedring av inntaksforhold og luker. Utbedre forhold ved rørgater og kraftstasjonsbygg. Innsamling av dokumentert skriftelig materiale om kraftverkene og inspeksjon av tunneler. Utføre virkningsgradsmålinger for bedre grunnlag for vurderinger om fremtidige Tiltak. Omfattende sikring av det elektriske anlegg med mulige utskiftinger. Samlet kostnad 8,5 mill.kr.

Trinn 3: Tiltak innen 10 år:
Mindre ombygginger og forsterkninger av dammene. Full revisjon av rørgater med mulig utskifting av trerøret i Øvre Porsa. Full revisjoner av turbiner i Nedre Porsa og utskifting av transformatorer og kontrollanlegget i Nedre Porsa (her bør kapasitetsutvidelse bli avklart før revisjonen tar til). Samlet kostnad 15,2 mill.kr.

## 1.4 KONKLUSJON

De mulige opprustingstiltakene er ikke lønnsomme etter de informasjonene som gis i rapportene for Nedre og Øvre Porsa. Tar en imidlertid med forenklet drift og at kraftverkene kan kjøres mer fleksibelt enn i dag, kan bildet endre seg. For begge kraftverket synes det fornuftig å vurdere trinn 3 med en gang for dermed å oppnå kostnadsbesparelser for trinn 2 og 3 samlet.

## DEMONSTARASJONSPROSJEKT NR 28: HAMMERFEST

## 1 O/U AV HAMMERFEST KRAFTVERK, FINNMARK FYLKE

### 1.1 Dagens situasjon.

Hammerfest kraftverk ligger i Hammerfest by, og ble satt i drift i 1891 som det første vannkraftverk i Norge. Det har vært flere ombygginger og utvidelser opp gjennom årene. Det ble blant annet ødelagt under krigen og gjenoppbygd i 1947. I 1961 ble turbinrørledningen skiftet ut, i 1974 ble turbinen revidert og generatoren ble omviklet i 1986. I tillegg har det vært utbedringer av dammene.

Kraftverket utnytter et felt på 34,1 km2 der vannene Rundvann, Vestfjellvann og Glimmevann er regulert og samlet gir en magasinprosent på 22 % av det totale tilløp på 48 mill.m3/år. Kraftverket utnytter ca. 100 m fall fra et inntaksmagasin som ligger ca. 100 m lavere enn det nederste magasinet som er Vestfjelldammen. Dette er også det største med et volum på 5,3 mill.m3.

Det er utarbeidet tilstandsrapporter for kraftverket som konkluderer med et betydelig behov for utvidet vedlikehold og mindre utskiftinger som straksløsninger, både for bygg, maskin og elektrokomponentene. Særlig er det behov for omfattende lukeutskiftinger.

Kraftverket har et flomtap på ca. 20%. Driften er noe bundet av nødvendig tapping fra Vestfjelldammen til inntaket som er noe lite for fleksibel kjøring av stasjonen. Hammerfest kommune tar også sin vannforsyning fra inntaksmagasinet og noe fra selve turbinrøret ved kraftstasjonen.

| KRAFTVERK/ EIER | Installasjon | | Produksjon GWh | Magasin % | FALL M | BYGGEÅR/ KOMMENTAR |
|---|---|---|---|---|---|---|
| | MW | Type/ÅR | | | | |
| Hammerfest kraftverk/ Hammerfest Elektrisitetsverk | 1,1 | F/ 1947 revidert 1986 | 5,4 | 22 | 88 | 1947/ Stasjonen er slitt |

**PÅ grunn av de utbedringer som har vært utført er kraftverkets restlevetid anslått til hele 20 år, og nåverdien beregnet til 9,5 mill.kr med utgangspunkt i kraftpriser på 24 øre/kWh, driftskostnader på 8 øre/kWh og kalkulasjonsrente 7%.**

## 1.2 Demonstrasonsprosjekt

Prosjektet illustrer problemstillingen i prosjekter der det er foretatt utskiftinger av deler av kraftverksanlegget, men der det fortsatt eksisterer muligheter for bedre utnyttelse av den tilgjengelige energiressursen ved bedre utnyttelse av de inngrep som er gjort tidligere. Det illustrerer også problemstillingene for et mindre kraftselskap med hensyn til økonomisk evne til langsiktige eller kortsiktige investeringer.

## 1.3 Utbyggingen

### 1.3.1 Hoveddata

Det er utredet fire hovedalternativer for modernisering/utvidelse av kraftverket. Alt A innkluderer opprusting/revisjon av eksisterende kraftverk. Alt B innkluderer økning av fallhøyden ved at kraftverket flyttes ned til Storvannet som ligger ca. 10 m lavere enn nåværende utløp. Alt C innebærer økning av dammene i Vestfjelldammen slik at HRV økes med 5m. i tillegg til opprusting av eksisterende kraftverk. Alt D går ut på å utnytte energipotensialet mellom Vestfjelldammen og inntaksmagasinet og er derfor et tilleg både til A, B og C.

Alternativ B er funnet ulønnsomt, da gevinsten på ca 0,8 GWh vil koste ca 10 kr/kWh.

Alternativ C koster ca.13 kr/kWh (innvunnet kraft 0,7 GWh), og er ulønnsom selv med verdsetting av forbedret drift og økt vinterproduksjon.

Alternativ A og D er interessante på sikt, men spesielt alternativ A inneholder muligheter for tiltak i flere trinn:

Trinn 1: Strakstiltak
Mindre vedlikeholdsarbeider på dammer og rørgate, samt sikring av kraftstasjonen mot ulykker. Anslått kostnad kr 70.000,-.

Trinn 2: Tiltak innen 2 år
Utbedriing av inntaksforhold og utbedring av luker med mulighet for fjernmanøvrering og fjernmåling av vannstand. Omfattende kontroll av rørgata med revisjon av blant annet rørbruddsventilen. Oppussing av kraftstasjonsbygningen. Omfattende vedlikehold på maskin og elektroutstyr. Anslått kostnad 4,3 mill.kr.

Trinn 3: Mindre ombygginger og forsterkninger av dammene. Full revisjon av rørgata med sandblåsing og maling. Ombygging av turbinen for å øke ytelsen tilpasset mulig maksbelastning for rørgata og generator. Ombygging for mer automatisk drift og utskifting av transformator. Antatt kostnad 4,4 mill.kr.

Trinn 1 og 2 gir ingen synlig energigevinst og det er derfor tiltak under trinn 3 som er vist i dataene under. Kostnadene for trinn 3 innkluderer kostnadene for trinn 1 og 2.

| Alternativ | økt/sum ny installasjon | økt/sum ny produksjon | sum kostnad | kommentarer |
|---|---|---|---|---|
| A | 0,3MW/ 1,4MW | 2,6GWh/ 8,0GWh | 8,7 mill | Alternativet gir en utbyggingspris på ca. kr 3,4/ kWh vurdert mot innvunnet kraft. Prisen er 2,2 kr/kWh vurdert mot total-produksjonen innkludert verdi av eksisterende anlegg. I tillegg kommer reduserte driftskostnader og verdien av et mer fleksibelt kraftverk. |
| D | 1,55 MW/ 1,55 MW | 6,1GWh/ 6,1GWh | 15,3 mill | Alternativet gir en utbyggingspris på kr. 2,5/kWh. Verdien økes ytterligere ved at driftsforholdene mellom hovedmagasin og inntak for nåværende kraftverk blir enklere. |

## 1.4 KONKLUSJON

Dersom opprustingstiltakene vurderes med tanke på innvunnet gevinst og totalkostnad vil de ikke være lønnsomme i dag. Tar en imidlertid med forenklet drift og at kraftverkene kan kjøres mer felksibelt enn i dag, kan bildet endre seg. For det eksisterende kraftverket synes det fornuftig å vurdere trinn 3 med en gang for dermed å oppnå kostnadsbesparelser for trinn 2 og 3 samlet. Utnyttelsen av energien mellom magasiner burde i dette tilfellet være interessant såfremt gunstige lånebetingelser for investeringen kan oppnås.

Energiressursene som totalt kan invinnes (8,7 GWh/år) har god kvalitet og er å betrakte som ENØK tiltak med liten eller ingen belastning av miljøet.

## DEMONSTRASJONSPROSJEKT NR 29: BREIVIKBOTN

## 1 O/U AV BREIVIKBOTN KRAFTVERK, FINNMARK FYLKE.

### 1.1 Dagens situasjon.

Breivikbotn kraftverk ligger på Sørøya i Hasvik kommune. Det ble bygget av Sørøy Kraftlag A/L og satt i drift i 1950. I 1975 ble Sørøy Kraftlag fusjonert med Hammerfest Elektrisitetsverk som nå driver stasjonen.

Kraftverket utnytter et fall på 70m mellom Nedre Eggevatn og sjøen ved hjelp av en ca. 500m lang trerørgate og et stålrørgate på 124 m. Nedbørfeltet er på 23,6 km2 med et midlere avløp på 41,4 mill.m3. Nedre Eggevatn er regulert 7,5m(2,5 mill.m3) og Øvre Eggevatn er regulert 9,4 m (6,8 mill.m3).

Trerøret ble skiftet ut i 70 årene, men er ikke vedlikeholdt siden. Turbinen ble innkjøpt brukt etter krigern og ble sist overhalt i 1985 da også løpehjulet ble skiftet til rustfritt. Vannvegen tåler en mindre kapasitetsøkning og turbinhuset gir rom for et annet løpehjul som øker ytelsen. Flomtapet i kraftverket er i dag 20%.

Det er utarbeidet tilstandsrapporter for kraftverket som konkluderer med et behov for utvidet vedlikehold og mindre utskiftinger innenfor en tiårsperiode, både for bygg, maskin og elektrokomponentene.

Kraftverkene er det eneste kraftverket på Sørøya uten et mobilt gasskraftverk på 0,7 MW. Øya er knyttet til samkjøringsnettet med to kabler, men begge disse røyk vinteren 1992. De er senere reparert/-erstattet. Den maksimale belastningen på øya i det mest hektiske vinterfisket er 6 MW.

| KRAFTVERK/ EIER | Installasjon | | Produk-sjon | Maga-sin | FALL | BYGGEÅR/ KOMMENTAR |
|---|---|---|---|---|---|---|
| | MW | Type/ÅR | GWh | % | M | |
| Breivikbotn/ Hammerfest Elektrisitetsverk | 0,6 | F/1930 | 4,8 | 23 | 70 | 1950/ Stasjonen trenger vedlikehold |

**Kraftverket har vært i drift i 43 år og restlevetiden er vurdert til 17 år. Med kraftpris på 24 øre/kWh, driftskostnader på 8 øre/kWh og kalkulasjonsrente 7% er nåverdien beregnet til 7,8 mill.kr.**

## 1.2 Demonstrasonsprosjekt

Prosjektet illustrer problemstillingen i kraftverk bygd for 40 år siden med begrenset magasinkapasitet og svært lang vannveg i forhold til produksjon. Det inneholder også mindre overføringsmuligheter og muligheter for energiproduksjon mellom magasiner. Kraftverket som lokal effektsikerhet har allerede vært aktuelt da samfunnet på Sørøya mistet strømtilførslen fra fastlandet i flere uker vinteren 1992.

## 1.3 Utbyggingen

### 1.3.1 Hoveddata

Det er utredet flere alternativer for utvidelse av kraftverket som inneholder overføring av nabofelt, økning av magasin, utnyttelse av fall mellom magasin og økning av ytelse i den eksisterende stasjonen.

Alt.A: Opprusting av eksisterende anlegg
Alternativet gir ingen energigevinst, men muliggjør en mindre kapasitetsutvidelse av turbinytelsen på 10-15%. Pga bedret virkningsgrad kan dette gi opp mot 0,2 GWh i øket produksjon. Vannvegen tåler en ny turbin på opp mot 1,1 MW, men denne er ikke økonomisk uten overføring av mer vann eller mer vekt på effektverdien.Her må en også ta i betraktning at den lange vannvegen i rør begrenser muligheten for effektkjøring med full stopp og start.

Alt.B: Økning av magasinet i Øvre Eggevatn
Alternativet er interessant i og med at eksisterende dam tillater en mindre påbygging og at flomtapet i dag er hele 20%. Alternativet sammen med alt. A kan gi en produksjonsgevinst på 0,25 GWh. Kostnaden blir imidlertid ca. 4,5 kr/kWh.

Alt.C: Kraftverk mellom Øvre og Nedre Eggevatn
Fallhøyden for kraftverket vil variere mellom 22 og 15m avhengig av vannstand i Øvre og Nedre Eggevatn. Ytelsen er beregnet til 260 KW (1,26 GWh) og totalkostnaden er beregnet til 4,7 mill.kr. Ved utskifting av den planlagte rørgata med boret tunnel (pilotboring) og billigere maskin/elektroutstyr kan kostnaden kanskje reduseres slik at utbyggingen blir lønnsom.

Alt.D: Overføring av felt fra Nyvatn til Øvre Eggevatn
Overføring av Nyvatn vil gi en produksjonsgevinst på 0,43 GWh i Breivikbotn og 0,13 GWh i Eggevatn kraftverk. Overføringen er beregnet med en 500m lang tunnel i minimumstversnitt og er alt for dyr (5,1 kr/kWh). Med boret tunnel (pilothull) kan kanskje kostnaden komme ned på et akseptabelt nivå.

Uten å trekke inn verdien av lokal leveringssikkerhet er ingen av utvidelsesalternativene lønnsomme i dagens marked. Det er sett på nødvendige vedlikehols/-revisjonstiltak i tre trinn:

Trinn 1: Tiltak som bør utføres straks
Mindre reparasjoner på dammer.
Totalkostnad 145.000 kr.

Trinn 2: Tiltak innen 2 år
Opprydding og utbedringer av mindre lekkasjer. Sandblåsing og maling av luker, varegrinder mm. Mindre vedlikeholdsarbeider på rørgate og kraftstasjonsbygg. Sandblåsing/maling av maskinutstyr og utskifting av tappeventil mm. Utskifting av apparat-og kontrollanlegg for å bedre personsikkerheten. Totalkostnad 4,7 mill.kr.

Trinn 3: Tiltak innen 10 år
Utbedre dammer, full revisjon av turbinrørledning og kraftstasjonsbygget. Totalkostnad 2 mill.kr.

## 1.4 KONKLUSJON

De mulige opprustingstiltakene er ikke lønnsomme etter de informasjonene som gis i rapporten. De indikerer imidlertid at potensialet er tilstede dersom det er et lokalt behov for energi-og effektsikring og spesielt dersom ny teknologi kan få kostnad med slike små vannkraftverk ned.

# VEDLEGG 5

## SAMMENDRAG AV ERFARINGSPROSJEKTENE

Kykkelsrud (ØF)
Rakkestadelva (ØF)
Solbergfoss (ØF)
Vamma (ØF)
Hylla (HE)
Røstefossen (HE)
Bergerfoss (OP)
Skoltefoss (OP)
Moksa (OP)
Ned Vinstra (OP)
Mesna (OP)
Toverud (OP)
Tonstad (VA)
Dale (HO)
Aurland I (SF)
Slind (ST)
Nedre Nea (ST)
Mælafoss/Skulbørstadfoss (NT)
Vangpollen (NO)
Dragefossen (NO)
Niingen (NO)
Sør-Forsa (TR)

# ERFARINGSRAPPORT NR 5/90. KYKKELSRUD

KYKKELSRUD KRAFTVERK, ØSTFOLD

## Data, opprinnelig

| | | |
|---|---|---|
| Byggeår | : | 1903-06 (1. byggetrinn) |
| Fallhøyde,m | : | 19,5 m |
| Magasin, mill. m3 | : | |
| Tilløp, mill. m3/år | : | ca.21500 |
| Installasjon, MW | : | 8,8 |
| Produksjon, GWh/år | : | |
| Turbin | : | 4 vertikale aggregater |
| Generator | : | |

## Historikk (gjennomførte o/u og rehab. før beskrevet prosjekt

5 nye aggregater ble installert i perioden 1908-13 etter hvert som kraftbehovet økte.
I 1937 ble ytterligere et aggregat på 7 MW installert samtidig som de 2 aggregatene fra 1903 ble erstattet med 2 nye noe større aggregater på samme oppstillingsplass. I1946 fikk stasjonen sin siste utvidelse med 2 aggregater hver på ca. 7 MW.
Nye magasiner ble etterhvert etablert og størrelsen på ovenforliggende magasiner er idag ca. 3570 mill. m3.
Etter bygging av Fellesanlegget Kykkelsrud Fossumfoss (FKF) i 1964 ble Kykkelsrud vesentlig kjørt i sommerperioden. I 1983 ble FKF ytterligere utvidet. Kykkelsrud ble da kun flomkraftverk.

## Bakgrunn for o/u-prosjektet

Sprekker og lekkasjer i dam krevde at noe ble gjort. Alternativene var:

* Full nedleggelse
* Delvis nedbygging
* Bygging av ny stasjon med fallhøyde tilpasset FKF's installasjon.

## Teknisk beskrivelse av prosjektet

* Rehabilitering av dam og inntakskonstruksjoner
* 3 aggregater ble beholdt . De resterende ble nedlagt.
* Det ble innsatt nye varegrinder i alle 3 inntak
* Koblingsanlegget ble delvis fornyet og helt nytt kontrollanlegg ble montert.

## Produksjon, økonomi

Installasjonen ble redusert med 61 % og midlere årsproduksjon ble redusert med 31 GWh eller 55 %.
Kostnadene for prosjektet ble 25 mill. kr.

## Vurdering

Ombyggingen gir lønnsom drift for den del av stasjonen som ikke er teknisk foredet.
Prosjektet ble gjennomført uten nevneverdige problemer hverken i planleggings- eller gjennomføringsfasen.

# ERFARINGSRAPPORT NR 8/90. RAKKESTADELVA

RAKKESTADELVA, ØSTFOLD

Rapporten omhandler bygging av 4 småkraftverk i Rakkestadelva.

## Historikk

Rakkestadelva har vært utnyttet til kraftproduksjon fra gammel tid gjennom mølledrift. Rundt århundreskiftet ble følgende kraftvek bygget:

* Mjørud (1914): 120 KW, 5m fall (Nedlagt i 1919)
* Stemme (1896): 136 kW, 6m fall (direkte drift). Elektrisk utrustning i 1936. Stort sett ute av drift siden 1985.
* Buer (1913) : 514 kW, 18m fall. (Nedlagt i 1962)

## Bakgrunn for o/u-prosjektet

Bak prosjektet ligger ideen om et prøveprosjekt for planlegging av moderne småkraftverk. Det var således ikke først og fremst o/u av de eksisterende (nedlagte) verkene som var hovedårsaken til prosjektet.

## Teknisk /økonomiske data

| | Haugaard | Buer | Gabestad | Brekke |
|---|---|---|---|---|
| Fallhøyde,m | : 6,1 | 16 | 15,4 | 15,7 |
| Inst., kW | : 3x140 | 3x450 | 3x450 | 3x450 |
| Aggregater | : Flygt | Flygt | Flygt | Flygt |
| Prod.,GWh/år | : 1,5 | 5,4 | 5,3 | 5,6 |
| Kostn.,kr./kWh | : 2,45 | 1,93 | 1,79 | 2,49 |
| Idriftsettelse år | : 1985 | 1985 | 1987 | 1987 |

## Problemer

Det har vært en del problemer med driften av kraftverkene. Elva har ført med seg mye rusk og rask som har ført til gjentetting av varegrinder. Isproblemer har også forekommet i tillegg til en del andre problemer som blir nærmere omtalt i rapporten.

## Vurdering

De ferdige anlegg i Rakkestadelva ble ikke hva de i utgangspunktet var tenkt å skulle være, nemlig anlegg der forskjellige tekniske løsninger skulle utprøves. Av økonomiske årsaker endte alle stasjonene opp med samme type aggregater. En totalvurdering av økonomien for de 4 stasjonene betegner denne som tilfredsstillende, med en gjennomsnittlig utbyggingskostnad på kr.2,70/kWh pr.1987

# ERFARINGSRAPPORT NR 9/90. SOLBERGFOSS.

SOLBERGFOSS KRAFTVERK, ØSTFOLD

## Data, opprinnelig

| | |
|---|---|
| Byggeår | : Aggregater installert 1924-1959 |
| Fallhøyde,m | : 12-21m, avh. av overvann/undervann |
| Magasin, mill. m3 | : 3567 (dagens) |
| Tilløp, mill. m3/år | : 21505 |
| Installasjon, MW | : 13 aggr., 8,5-13 MW, totalt 117,6 MW |
| Produksjon, GWh/år | : 680 |
| Turbintype | : Francis |

## Historikk (gjennomførte utvidelser, rehab. før utførelse av beskrevet prosjekt)

Det er ikke opplyst om spesielle rehabiliteringstiltak før dette prosjektet.

## Bakgrunn for prosjektet

Driftsdireksjonen for kraftverket vedtok i 1974 å foreta en vurdering av anlegget med tanke på rehabilitering/ombygging. Vurderingen konkluderte med at kraftverket var i god stand, både maskinelt og bygningsteknisk. Solbergfoss hadde imidlertid liten slukeevne i forhold til de øvrige kraftverkene i nedre del av Glomma. Teknisk/økonomiske vurderinger med tanke på innvinning av energi førte til beslutning om utvidelse. Medvirkende var det at man så for seg et snarlig kraftunderskudd i Oslo.

## Teknisk beskrivelse av prosjektet

Nytt kraftverk, Solbergfoss II, ble bygget i åpen byggegrop på østsiden av elva.
Installasjon: 1 stk Kaplan, 100 MW ved 550 m3/s og 20 m fallhøyde.
Det nye kraftverket ble satt i drift i 1985.

## Produksjon, økonomi

Totale kostnader for prosjektet kom på 440 mill. kr. Beregningsmessig produksjonsøkning er 185 GWh, hvorav ca. 75% er flomkraft. Vannrike år i den første tiden etter driftsstart har gitt vesentlig høyere produksjon enn den beregningsmessige.

## Vurdering

Teknisk sett har kraftverket gått tilfredsstillende. Noen mindre uhell har det vært, bl.a. på elektrotekniske komponenter. I ettertid erkjenner man også at ventilasjonsanlegget er blitt altfor omfattende.

Nevnes skal også at anlegget har fått Askim Bondelags miljøpris for landskapspleien og ivaretagelse av miljøet i forbindelse med utbyggingen.

# ERFARINGSRAPPORT NR 9/92. VAMMA.

VAMMA KRAFTVERK, ØSTFOLD FYLKE

## Data, opprinnelig

| | |
|---|---|
| Byggeår | : 1903-15, aggregater installert 1915-45 |
| Fallhøyde,m | : 27 m |
| Magasin, mill. m3 | : |
| Tilløp, mill. m3/år | : ca. 21500 |
| Installasjon, MW | : ca. 100 |
| Produksjon, GWh/år | : |
| Turbintype | : 10 doble Francis, horisontale |

## Historikk (gjennomførte utvidelser, rehab. før utførelse av beskrevet prosjekt)

Reguleringslukene ble i 1942 påbygd 0,5 m. I 1971 ble stasjonen utvidet med et 11. aggregat, med en Kaplan-turbin med ytelse 106 MW og slukeevne 450 m3/s. Midlere produksjon kom da opp i 1200 GWh/år.

## Bakgrunn for prosjektet

Valseluker, montert i 1915, var utsatt for omfattende korrosjonsskader. En utskifting ville derfor være nødvendig. Det ble da vurdert å samtidig heve overvannet for derved å innvinne uutnyttet fall i Vrangfossen, beliggende mellom undervann Kykkelsrud og overvann Vamma. Beregnet energigevinst er 17 GWh/år.

## Teknisk beskrivelse av prosjektet

Forskjellige løsninger mht luketyper/dimensjoner ble vurdert. Man endte opp med 2 segmentluker, 1 gummiluke og 1 klappeluke. Teknisk/øknomiske vurderinger resulterte i 1,0 m heving av overvannet. Pga. usikkerhet om hvordan forholdene nedstrøms dammen ville bli i flomsituasjoner, ble det besluttet å kjøre modellforsøk av anlegget ved NHL, noe som gav mye nyttig informasjon om den tekniske utformingen.
Den bygningsmessige gjennomføringen stilte spesielle krav pga tilpasningen til flomperiodene i elva.

## Produksjon, økonomi

Hovedpoenget med prosjektet var rehabilitering av lukene. Energigevinsten på 17 GWh/år pga overvannshevingen kom som et ekstra pluss. Totalkostnadene for prosjektet kom på 73,7 mill. kr., eks finansieringskostnader.

## Vurdering

Driften av anlegget har så langt fungert tilfredsstillende. Noe problemer har det vært med styringssystemet for segmentlukene. Erfaringene med gummiluken er forøvrig meget gode, og i ettertid må det nok sies at man skulle valgt gummiluke også i det 4. lukeløpet, istedenfor klappeluke. Det ville gitt en besparelse på ca. 1 mill. kr.
Den tekniske gjennomføringen var meget vellykket; både fremdriftsplan og budsjett ble fulgt.

# ERFARINGSRAPPORT NR 1/88. HYLLA

## HYLLA KRAFTVERK, HEDMARK

### Data, opprinnelig

| | | |
|---|---|---|
| Byggeår | : | 1940 |
| Fallhøyde,m | : | ca. 320 |
| Magasin, mill. m3 | : | 1,85 |
| Tilløp, mill. m3/år | : | 10,7 |
| Installasjon, kW | : | 280 |
| Produksjon, GWh/år | : | |
| Turbin | : | Pelton, horisontal |
| Generator | : | Synkron |

### Historikk (gjennomførte o/u og rehab. før utførelse av beskrevet prosjekt

I 1948 ble stasjonen utvidet med et 2. aggregat av samme type som det første, men med ytelse på 320 kW. I 1958 ble det utført tilleggsregulering og tilleggsoverføring. Samtidig ble øvre del av rørgata byttet ut med rør av større dimensjon. Flomløp og reguleringsdam ble ombygget i hhv. 1965 og 1983. Det eldste aggregatet er omviklet.

### Bakgrunn for o/u-prosjektet

De viktigste årsakene til at prosjektet ble gjennomført var:

* Meget stort falltap
* Dårlig virkningsgrad
* Rørgate i generelt dårlig forfatning
* Lekkasjer i inntaksdam

### Teknisk beskrivelse av prosjektet

* Inntaksdam ble rehabilitert
* Ny rørgate ble montert med GUP-rør for hele fallet
* Det ble installert en ny horisontal 2-strålers Pelton-tubin med ytelse 2650 kW ved Qmax = 1,0 m3/sek. Det eldste av de eksisterende aggregatene ble beholdt.

### Produksjon, økonomi

Beregningsmessig produksjonsøkning er 6,5 GWh/år, til 11,1 GWh/år.
Sluttregnskapet for anlegget viste en totalkostnad på 18,655 mill. kr.

### Vurdering

Prosjektets gjennomføring og resultat vurderes som svært vellykket, ikke minst takket være godt samarbeid mellom involverte aktører, samt bruk av lokale småentreprenører.

# ERFARINGSRAPPORT NR 3/88. RØSTEFOSSEN

RØSTEFOSSEN KRAFTVERK, HEDMARK

Røstefossen kr.v. er et elvekraftverk i Glomma ved Røros.

## Data, opprinnelig

| | | |
|---|---|---|
| Byggeår | : | 1913/16 |
| Fallhøyde,m | : | 8,7 |
| Magasin, mill. m3 | : | 215 |
| Tilløp, mill. m3/år | : | 1177 |
| Installasjon, kW | : | 400 |
| Turbin | : | 2 stk Francis tvilling |
| Generator | : | 2 stk luftkjølte synkrongen. |

## Historikk

Et ny turbin (rørturbin) på 1,5 MW ble installert i 1970.

## Bakgrunn for o/u-prosjektet

På grunn av eksisterende dams dårlige forfatning (ustabil) og vanskelige driftsforhold måtte den uansett ombygges. De eldste aggregatene var også dårlige og vanskelige å operere. I tillegg var slukeevnen liten og virkningsgraden lav. Fallhøyden kunne også økes noe.

## Teknisk beskrivelse av prosjektet

* Ny massivdam ble bygget med 1 segmentluke og 1 klappeluke.
* Stasjonen med de 2 eldste aggregatene ble revet og erstattet med en ny stasjon hvor en ny Kaplanturbin på 3,5 MW ble installert sammen med en ny generator.
* Elveløpet ble rensket oppstrøms og senket nedstrøms.

## Produksjon, økonomi

Beregnet produksjonsøkning er 9,5 GWh til 20,2 GWh/år.
Utbyggingskostnaden ble 37,4 mill kr. (I drift i 1987)

## Problemer

Det var ikke problemer av teknisk art. I planleggingsfasen var sen saksbehandling i Energidirektoratet i NVE et problem. I utbyggingsfasen, som foregikk midt under byggeboomen, var det problemer med få kvalifisert arbeidskraft.

## Vurdering

Sluttresultatet ble vurdert vellykket både økonomisk og kvalitetsmessig.

I ettertid ser man at kun en leverandør burde vært benyttet på elektrosiden. Da ville diskusjoner om ansvarsforhold vært unngått, diskusjoner som oppstod på grunn av problemer med sammenkopling mellom de forskjellige elektriske komponenter.

# ERFARINGSRAPPORT NR 6/90. BERGERFOSS

043 - 11 BERGERFOSS KRAFTVERK, 012.Z DRAMMENSVASSDRAGET, OPPLAND FYLKE

## HISTORIKK

Bergerfoss kraftverk ligger i Randselven og har inntak i reguleringsdammen for Randsfjorden i Oppland fylke. Fallene har vært utnyttet siden 1880-årene til drift av Randsfjord tremasse & papirfabrikk. Det første Kraftverket for elektrisk produksjon ble bygget i 1938 og utnyttet en fallhøyde som varierte mellom 3,4m og 6,6m. Kraftverket på 1,5 MW, midlere produksjonsevne 10 GWh og med slukevne 35 m3/s var den første stasjon i Randselva bygget for elektrisitetsproduksjon. Senere utbygginger i vassdraget nedstrøms Bergerfoss er utført med slukevne 70 m3/s.

Randselva ble vurdert i SP i 1984 med hel eller delvis sammenslåing av Bergerfoss, Kistefoss, Askerudfoss og Viulfoss. Fellesutbygging av to eller flere verk viste seg vanskelig pga stor forskjell i økonomisk restlevetid og flere eiere.

Kraftverket er det minste av kraftverkene i Randselva og en utvidelse ble vurdert å bli inntjent innen et eventuelt større prosjekt i Randselva kunne realiseres.

## GJENNOMFØRING AV PROSJEKTET

Planleggingen startet i 1985, og energikonsesjon ble gitt etter 7 måneders behandling. Kraftverket ble prosjektert med samme ytelse som Bergerfoss I. Bygging ble igangsatt i 1987 med Randsfjord Tremasse og Papirfabrik som byggherre og Hafslund som hovedkonsulent. Utbygging i privat regi skapte store lokale diskusjoner , og en del av argumentene for og imot er presentert i rapporten. Selve gjennomføringen av prosjektet foregikk uten vesentlige problemer spesielt fordi den nye stajonen ligger på motsatt side av elva i forhold til den gamle som fortsatt er i drift. Det er tatt hensyn til at det senere kan komme flere byggetrinn dersom pris på elektrisk sommerkraft gjør dette interessant.

Kraftverket har en vertikal kaplan turbin med regulerbart løpehjul og fast ledeapparat. Trommen er av betong. Turbinens omdreining er 160 o/min og et gear bringer omdreiningen opp til synkrongeneratorens omdreining på 750 o/min.

## ERFARINGER

Kraftverket kostet 19,9 mill.kr og produserer ca. 10 GWh i et midlere år. Kraftverket ligger gunstig til i nettet, og de salgsavtaler man inngikk medførte at kraftverket kunne nedbetales over 14 år.

# ERFARINGSRAPPORT NR 5/91. SKOLTEFOSS

## SKOLTEFOSS KRAFTVERK, OPPLAND

### HISTORIKK

Skoltefossen ble første gang tatt i bruk for elektrisitetsproduksjon i 1907 da et aggregat på 615 kW ble satt i drift. Ti år senere ble stasjonen utvidet med ytterligere ett Francisaggregat, denne gang med ytelse på 400 kW. Kraftverket var i drift fram til 1978 da det ble delvis ødlagt av brann. Etter reparasjoner ble det holdt i drift fram til 1982 da det ble totalskadd av en ny brann.

Byggingen av Lomen kraftverk med fraføring av vann fra Øyangen som tidligere var magasinet for Skoltefoss kraftverk ga helt nye betingelser for utnyttelse av vannkraften i Skoltefossen. En utnyttelse måtte baseres på den minstevannføringen som ble krevd i konsesjonsvilkårene for Lomen. 20 m3/s om sommeren og 0,5 m3/s om vinteren var sammen med 80-tallets småkraftverkløsninger ikke nok til å få en gjenoppbygging lønnsom.

### GJENNOMFØRING AV PROSJEKTET

Økte energipriser og en gunstig pris/ytelsesforhold på maskinelektroteknisk utstyr utover i 80-åra ga etterhvert et interessant prosjekt. Oppland Energiverk ga Østre Slidre komm. kraftverk (ØSK) tillatelse til å utnytte fallet i Skoltefossen til energiproduksjon og NVE vurderte prosjektet kun etter energiloven. Det ble engasjert et firma på totalentreprise med den betingelse at lokal arbeidskraft i mest mulig grad skulle nyttes i gjennomføringen av prosjektet. Selv om den gamle rørgata (av tre) hadde vært ute av drift noen år, var denne i tilfredstillende stand og for det vesentligste beholdt i det nye anlegget. Inntaket ble totalrenovert og det ble bygget nytt kraftstasjonsbygg inneholdende et nytt aggregat på 814 kW. Beregnet energiproduksjon var 2,8 GWh (0,7 GWh vinter) og kostnadsoverslaget lød på 6,2 mill.kr. Byggetiden ble ett år trass i bruk av lokal arbeidskraft med liten erfaring fra tilsvarende arbeider. Kraftverket ble satt i drift juni 1988 og fikk en sluttkostnad på 6,9 mill.kr.

### ERFARINGER

Kraftverket er basert på utnyttelse av minstevannføring i et fall som tidligere var utnyttet. Gode historiske data reduserte muligheten for overaskelser og totalkonseptet viste seg i dette tilfellet å være godt egnet. Kraftverket har produsert som forutsatt i årene etter idriftsettelse.

# ERFARINGSRAPPORT NR 6/91. MOKSA

005-19 MOKSA KRAFTVERK

## HISTORIKK

Moksa kraftverk i Oppland fylke ble satt i drift i 1921 og utnyttet et fall i Moksa på 272m med en ytelse på 1,4 MW og en midlere årsproduksjon på 9 GWh. En mindre stasjon på 600 kW ble bygd i 50-årene for å utnytte et fall nedstrøms Moksa. Denne stasjonen ble stanset i 1985, mens aggregatene i Moksa gikk til 1988 da de havarerte. Reguleringsanleggene som utgjør ca 7 mill m3 ble utbedret/fornyet i perioden 1981-85.

Moksa har vært vurdert i SP sammen med flere nabovassdrag og i ett alternativ også med Imsa som drenerer til Glomma. Alle andre alternativer enn separatutbygging i Moksa kom i kategorier som hindret konsesjonsbehandling.

Kraftverket eies av Midt Gudbrandsdal Everk (MGE).

## GJENNOMFØRING AV PROSJEKTET

Begrensningene gitt av Samlet plan førte til at et fjellanlegg var uaktuelt. En utvidelse av Moksa ble derfor knyttet til en optimal utnyttelse av fallet med en nedgravd rørgate på ca. 3 km.

Magasinene i fjellet ble noe justert og det ble bygd et nytt inntaksbasseng ved Åkvisla hvor det også er lagt til rette for friluftsliv i samarbeid med kommunen. Samlet magasinvolum er 8,3 mill m3.

Vannvegen består av en rørgate på 3.231,60m, hvor det er benyttet nedgravde GUP rør (Ømm 1200) til 140m vannsøyle. Ned til kraftstasjonen hvor trykket er 500m er det brukt stålrør med diameter Ømm 1.000.

Det er installert to peltonaggregater på 7,5 MW som ga den gunstigste økonomiske og driftsmessige løsningen.

MGE hadde selv kompetanse innen de nødvendige disipliner, men valgte å engasjere konsulent for planlegging og byggeoppfølging. Erfaringsrapporten beskriver tre alternativer som ble vurdert. Det valgte alternativet ble prosjektert til 103 mill.kr eksklusive renter i byggetiden som ble beregnet til 13 mill.kr.

Planarbeidet startet våren 1985, og konsesjonssøknaden ble sendt to år senere. MGE fikk konsesjon i mai 1988 og arbeidet startet umiddelbart. Entreprenørarbeid og leveranse av utstyr ble basert på anbud, men kontraktene ble bygd opp omkring en fastprisordning. MGE tok ikke mål av seg til andre oppgaver en kontrolloppgaver som er naturlige for en byggherre. Det ble øremerket to man for å følge anlegget.

ERFARINGER

Kraftverket vil produsere ca 50 GWh i et midlere år, hvorav ca. 50% vinterstid grunnet magasinene og store myområder i nedbørfeltet. Byggingen ble gjennomført uten for store problemer og sluttsummen ble ca. 100 mill.kr.

MGE hadde gode erfaringer med de fastpriskontraktene som ble utarbeidet, men påpeker behovet for uavhengig kvalitetssikring.

Erfaringsrapporten beskriver problemer i innkjøringsfasen. En økonomisk oversikt over framtidig kraftpris er også gitt. Med de priser som gjaldt på beslutningstidspunktet ville stasjonen bli lønnsom for MGE etter 5 års drift. Etter tyve års drift ville den produsere ca. 50 GWh til an pris av ca 6 øre/kWh. Stasjonen kom i drift til jul 1989.

# ERFARINGSRAPPORT NR 8/91 NEDRE VINSTRA

## NEDRE VINSTRA KRAFTVERK, OPPLAND

### Data, opprinnelig utbygging

| | |
|---|---|
| Byggeår | 1946-58 |
| Fallhøyde, M | 440 |
| Magasin, mill $m^3$ | 568 |
| Tilløp, mill $m^3$/år | 1.284 |
| Installasjon, MW | 200 |
| Produksjon, GWh | 975 |
| Turbin | Francis*) |

*) Fallhøyden 440 m var den gang ny rekord for Francis-turbiner.

### Bakgrunn for O/U-prosjektet

Hovedårsak til utvidelsen: Vannveiene var ikke fulldimensjonert for 4 aggregater, bare 3. Man trodde "Stor-Vinstra" skulle dekke elbehovet i overskuelig framtid. Det 4. aggregatet skulle bare kjøres i perioder med stort tilsig og ellers stå i reserve.

Vinstra's eiere hadde dessuten et stort effektunderskudd, og det var behov for opprusting av et 35 år gammelt verk.

### Teknisk beskrivelse

- Ny vannvei: Fullprofilboret driftstunnel (17,7 $m^2$) + ny trykktunnel (35 $m^2$) ned til kraftstasjonen. Ny avløpstunnel (35 $m^2$) ut i Gudbrandsdalslågen.

- Nytt aggregat på 100 MW. 2 av de 4 gamle aggregatene er koplet mot den nye trykktunnelen.

### Produksjon, økonomi

| | |
|---|---|
| Økt middelproduksjon | 96 GWh |
| Økt toppeffekt | 103 MW |
| Totalkostnad | 600 mill kr |

**Vurdering**

Fullprofilboret parallelltunnel ble valgt etter at en først hadde gått inn for stross av eksisterende tunnel, som ga lavere anleggsutgifter. Produksjonstap, usikkerhet mht. sikringsarbeider og framdrift, gjorde at parallelltunnel likevel ble valgt til slutt.

Anlegget ble gjennomført helt etter planene når det gjelder framdrift og økonomi. Senere (i 1991) har det skjedd et ras i den nye tunnelen som kostet 40 mill kr.

# ERFARINGSRAPPORT NR 10/91 MESNA

## MESNA KRAFTVERK, OPPLAND

### Data, opprinnelig utbygging

| | Øvre Mesna | Lillehammer Bryggeri | Nedre Mesna | Mesna Kartonfabrik |
|---|---|---|---|---|
| Byggeår | 1920 | 1947 | 1921 | 1909 |
| Fallhøyde, m | 268 | 19,4 | 44,5 | 24,7 |
| Magasin, mill $m^3$ | 100,1 | 100,1 | 100,1 | 100,1 |
| Tilløp, mill $m^3$ | 168 | 168 | 168 | 168 |
| Installasjon, MW | 24,5 | 0,9 | 2,2 | 0,8 |
| Produksjon, GWh | 89,5 | 4,4 | 12,0 | 4,7 |

### Historie

Det første kraftverket i Mesnavassdraget ble satt i driftt i 1894, som det tredje i landet.

### Bakgrunn for O/U-prosjektet

Særlig Nedre Mesna, men også Øvre Mesna, var så nedslitt at noe måtte gjøres. Dette gjorde at man i stedet for å rehabilitere Nedre Mesna alene, valgte å bygge ut hele fallet fra Kroken til Mjøsa i en ny kraftstasjon i fjell.

### Teknisk beskrivelse

Ca 630 m av den 700 m lange gamle inntakskanalen til Øvre Mesna er beholdt, og utvidet, i det nye anlegget. Fra inntaket fører en 360 m lang boret trykksjakt ned til en 830 m lang råsprengt tilløpstunnel med fall 1:9. Herfra går en kort (40 m) stålforet trykksjakt ned til kraftstasjonens to vertikale Francis-turbiner (25 og 12,5 MW). Generatorene er luftkjølte synkrongeneratorer. Veggene i kraftstasjonshallen er råsprengte. Avløpstunnelen er 1710 m lang og munner ut i en fjellknaus like ved den gamle Mesna Kartonfabrik.

### Produksjon, økonomi

| | |
|---|---|
| Midlere årsproduksjon | 145 GWh |
| Installasjon | 37,5 MW |
| Total kostnad | 170 mill kr |

## Vurdering

Nedre Mesna ble regnet som kondemnabel. Resterende levetid for Lillehammer Bryggeri og Mesna Karton ble anslått til å være svært kort, hvis ikke det ble foretatt betydelige rehabiliteringsarbeider. Bare Øvre Mesna var i en slik stand at den kunne holdes i drift i lengre tid, men med 3 turbiner (av i alt 5) som var 60 år gamle, måtte man regne med kostbart vedlikehold også her. Utførte nytteverdiberegninger viste at det var riktig å bygge ut hele fallet i én ny kraftstasjon i 1980, framfor å utsette utbyggingen i 20 år.

# ERFARINGSRAPPORT NR 3/93. TOVERUD

## TOVERUD KRAFTVERK, OPPLAND

## HISTORIKK

Toverud kraftverk ble satt i drift med ett aggregat i 1915 etter to års byggetid. I 1917 ble aggregat nr. to innstallert slik at kraftverket hadde to aggregater av 1.750 kVA. Midlere årsproduksjon var 12,5 GWh. Bare mindre overhalinger ble utført inntil kraftstasjonen ble helt ombygd og som beskrives i erfaringsrapporten. Magasin og deler av driftsvannvegen gjennomgikk imidlertid større bygningsmessige ombyggingsarbeider midt på 70 tallet. Generatorene ble overhalt i 59, transformatorene ble fornyet i 77 og 78 og fjrnkontrollutstyr ble montert i 1983 slik at stasjonen kunne fjernstyres fra driftssentralen.

Fram til 60-årene var det døgnkontinuerlig vakt på Toverud, noe som ble gradvis redusert i takt med den reduserte betydningen hadde i HEV's nett. Da den siste maskinmesteren gikk av med pensjon i 1987 oppsto det et behov for betydelig teknisk oppgradering for å redusere behovet for manuelt ettersyn.

## GJENNOMFØRING AV PROSJEKTET

Planleggingen av Toverud tok utgangspunkt i at stasjonen skulle få en optimal tilpassing til kontrakter og forbruk. HEV kom tidlig i kontakt med firmaer som ønsket totalentrepriseformen. I 1984 fikk man forslag fra slike firmaer som i 1985 ble gjennomgått av en uavhengig konsulent. Resultatene ble diskutert året etter der alternative modeller til snarlig ombygging også ble vurdert. Et viktig diskusjonstema i denne perioden var behovet for Toverud som et lokalt effektverk. Dette ville ha betydning for valg av rørgate kontra tunnel. Ønsket om å begrense konsesjonsbehandlingen stillte krav til bruk av magasinene tilsvarende tidligere drift. Dette reduserte effektmuligheten og ny rørgate i gammel trase ble funnet å være det riktige. Ved årskiftet 87/88 ble det gjort vedtak om utbygging med utgangspunkt i totalentrepriseformen.

HEV oppnevnte en byggekomite som skulle følge opp totalentreprisekontrakten. En ny maskinmester ble ansatt som skulle følge opp det gamle kraftverket og delta i byggeprosessen for å kunne kjenne kraftverket best mulig i ettertid. En annen oppgave for maskinmesteren var også å ta vare på mest mulig av det gamle og antikke utstyret. HEV hadde bestemt seg for at det nye aggregatet skulle inn i det gamle huset og at ett av de gamle aggregatene skulle stå igjen sammen med elektriskt utstyr for å vise utviklingen fra 1915 til 1990. Nødvendig spregning for å få plass til det nye aggregatet ble derfor gjennomført med stor forsiktighet. Til tross for dette ble det mindre skader på bygningen.

HEV hadde ikke byggfaglig kompetanse og engasjerte en konsulent til å følge opp byggearbeidet selv om det var en totalentreprisekontrakt.

Det nye aggregatet yter 6 MW (7,5 MWA) og hadde innkjøringsproblemer som bare delvis er løst.

På overtakelsesdagen 1 mars sprang GUP rørgata, trolig grunnet svakheter i koblingen og ved at noen av rørfundamentene ikke var forskriftsmessig utført. GUP røret ble skiftet de nederste 180m til stålrør, alle bukker ble kontrollert og de opprinnelige koblingene ble skiftet ut til koblingere av bedre kvalitet.

Ombyggingen av Toverud innkluderte kraftstasjon med alt innvendig utstyr, rørgate, inntake og rehabilitering av dammer. De totale kostnadene endte på ca 34,4 mill.kr.

Ytelsen har økt fra ca. 3 MW til 6 MW og midlere årlig produksjon har økt fra ca. 12 GWh til 18 GWh. Det må bemerkes at uten opprustingen hadde Toverud sannsynligvis vært nedlagt i dag.

## ERFARINGER

HEV beskriver sine erfaringer med totalentrepriseformen og erfaringene med planlegging og saksbehandling før bygging kunne komme i gang. HEV er en organisasjon hovedsakelig rettet mot distribusjon av elektrisk kraft og deres engasjement med byggingen av Toverud bar preg av dette.

Erfaringene fra prosjekteringsfasen viser at man bør utnytte egne ressurser og supplere disse med nødvendig fagekspertise. Bruk av egne folk betinger at disse gis tid til å arbeide med byggeprosjektet.

Bruk av totalentreprise var ikke udelt positive, selv om HEV overveiende synes godt fornøyd. Det anbefales imidlertid med en konvensjonell entrepriseform for oppgaver av Toveruds størrelse og større.

De utredningsarbeider som ble gjort etter feil og ulykker er man godt fornøyd med og anlegget har virket tilfredstillende etter at det kom i regulær drift. Minuspunkter her er støy og problemer med rørgaten når den har vært tom en stund.

ERFARINGSRAPPORT NR 14/92. TONSTAD

# 1 ERFARINGER FRA UTVIDELSEN AV TONSTAD I SIRA/KVINA I V-AGDER FYLKE

## 1.1 Situasjon (før utvidelsen).

Før utvidelsen var det installert fire aggregat á 160 MW, dvs. tilsammen 640 MW. Slukeevnen ved de fire aggragatene er tilsammen 170 $m^3/s$. Ovenforliggende stajoner har en slukeevne på 200 $m^3/s$, Dersom slukeevnen i Tonstad skulle forholdsmessig (mhp. feltstørrelsen) vært like stor som ovenforliggende stasjoner måtte slukeevnen ha vært 266 $m^3/s$.
I tillegg til problemet med lang brukstid begynte enkelte av aggregatene å merke tegn på slitasje. En revisjonsstopp ville imidlertid medføre produksjonstap.

## 1.2 Erfaringsprosjektet

Utvidelsen av Tonstad er tatt med som et erfaringsprosjekt fordi det har vært ønskelig å fokusere på hvilke økonomiske gevinster som ble lagt tilgrunn ved installasjonsutvidelsen. Med tanke på fremtidig eksport av toppeffekt kan effektutvidelser bli mer aktuelt.
Utvidelsen av Tonstad som ble utført i perioden 1985-88 representerte med sine 320 MW, til da det største aggregatet installert i Norge. I forbindelse med utvidelsen ble det sprengt ut en egen kraftstasjonshall og ei ny trykksjakt. Utvidelse av tilløpstunnelene med en samlet lengde på 31.5 km, ble ikke vurdert i denne omgang.

## 1.3 Hoveddata

| | |
|---|---|
| Sum installasjon, total MW | 960 |
| Sum installasjonsøkning MW | 320 |
| Sum produksjon, total GWh | 3666 |
| Sum nytteverdi, mill.kr/år | 52 |
| Sum utbyggingskostnad, mill.kr. | 456 |
| Økonomiklasse/interrente | 2/12% |

## 1.4 Status

Ved installasjonen av det nye aggregatet oppstod det nye flaskehalser i systemet. I nedenforliggende Åna-Sira var det derfor nødvendig å installere et tredje aggregat på 50 MW. Dette ble gjort i -89. Ovenforliggende Tjørhom gjenstår som en flaskehals som må utvides dersom ytterligere effektøkninger kommer i Tonstad.

Teknisk sett har aggregatet fungert som forutsatt. Hvorvidt den økonomiske gevinsten har vært som antatt på forhånd er noe usikkert. På grunn av våte år og lave priser på vinterkraft har gevinsten av å konvertere kraft fra sommer til vinter ikke spilt så stor rolle. Tørrårsreserven er heller ikke benyttet. Uten denne effektutvidelsen har imidlertid flomtapet sannsynligvis vært betydelig.

## ERFARINGSRAPPORT NR 7/91. DALE

DALE KRAFTVERK, HORDALAND

### Data, opprinnelig

| | | |
|---|---|---|
| Byggeår | : | 1927 - 51 |
| Fallhøyde,m | : | ca 375 |
| Installasjon, MW | : | 84 |
| Produksjon, GWh/år | : | 502 |
| Turbin | : | 6 stk horisontale Pelton a 14 MW |

### Historikk

Dale kraftverk er det nederste av flere kraftverk i Bergsdalsvassdraget, og det som ble utbygget først. De 6 aggregatene ble installert suksessivt i perioden 1927-51, etterhvert som kraftbehovet økte. Senere er kraftverkene lenger oppe i vassdraget bygget, samtidig med en rekke tilleggsreguleringer og overføringer. Det er skiftet løpehjul på de 4 eldste turbinene. Alle generatorene er omviklet.

### Bakgrunn for o/u-prosjektet

Hovedgrunnene for prosjektet var følgende:

* Stort falltap
* Økende vedlikeholdskostnader

### Teknisk beskrivelse av prosjektet

* Trykktunnel, 45 m2, uten fordelingskammer
* Ny kraftstasjon i fjell. Adkomst ved siden av eksisterende stasjon.
* Installering av ny Francisturbin på 110 MW. De 2 nyeste av de eksisterende aggregatene ble beholdt. Disse vil bli byttet med et nytt aggregat når de er modne for utskifting. Det er klargjort for dette.

### Problemer

Det oppstod en hel del problemer i forbindelse med konsesjonsbehandlingen.

### Produksjon, økonomi

Beregningsmessig produksjonsøkning er 90 GWh, til 592 GWh. Totalkostnad i løpende kr. (i drift juni 1990) er 340 mill. kr.

### Utbyggingsfasen

Teknisk: Det måtte utvises stor forsiktighet ved sprengning av adkomsttunnel av hensyn til eksisterende rør. Det var dårlig fjell i kraftstasjonsområdet.
Annet: Det ble etablert et nært forhold med kommunen om tiltak i forbindelse med prosjektet (opparb. av tomteareal, turvei, tippmasser, vannforsyning).

Vurdering

Problemer ved utvidelsen av Dale kr.v. har i første rekke vært knyttet til konsesjonsbehandlingen og de problemer det skapte for planleggingsarbeidet. Ingen av de involverte parter er fullt tilfreds, men som utbygger BKK sier: "resultatet er til å leve med".

# ERFARINGSRAPPORT NR 8/92. AURLAND I

AURLAND I KRAFTVERK, SOGN OG FJORDANE

## Data, opprinnelig

| | |
|---|---|
| Byggeår | : Aggregater installert 1973 og 1975 |
| Fallhøyde,m | : 840 m |
| Magasin, mill. m3 | : 892 |
| Tilløp, mill. m3/år | : 981 |
| Installasjon, MW(kW) | : 2x225 MW |
| Produksjon, GWh/år | : 1944 |
| Turbintype | : 2 stk vert. Pelton, 6 stråler |

## Historikk (gjennomførte utvidelser, rehab. før utførelse av beskrevet prosjekt)

Et 3. aggregat i Aurland I var med i planene for Aurlandsutbyggingen helt fra begynnelsen og skulle installeres når behovet meldte seg. Gjennom 1.ste byggetrinn ble det derfor lagt til rette for installsjon av dette aggregatet.

## Bakgrunn for prosjektet

Et 3.dje aggregat i Aurland skulle ha som formål å dekke forventet økt effektbehov. I 1983 behovet funnet å være til stede og planarbeidet ble gjenopptatt. Det nye aggregatet var ferdig installert i 1989.

## Teknisk beskrivelse av prosjektet

Det var som nevnt lagt til rette for et 3.dje aggregat i Aurland I. Endringer i forhold til disse planene bestod i at man fant å ville utvide trykksjakten, slik at det ville bli muligheter for også et evt. 4. agregat. I tillegg til sprengning av denne sjakten med installasjon av rør, bestod arbeidene hovedsaklig i utvidelse av stasjonen og installasjon av det nye aggregatet, som hadde samme størrelse som de 2 eksisterende aggregatene.

Den store utfordringen ved arbeidene var sprengningsarbeidene som måtte utføres nært opp til eksisterende installasjoner. I denne forbindelsen kan nevnes at dette måtte bli spesielt ivaretatt i kontrakten mellom entreprenør og byggherre.

## Produksjon, økonomi

Utvidelsen av Aurland I kom på 441 mill. kr. (løpende kr.). Energibidraget var på 12 GWh/år. Kostnadene for effekten kom på kr. 1766,-/kW.

## Vurdering

Oslo Energi vurderer i ettertid beslutningen om å foreta utvidelsen som riktig. Planlegging og gjennomføring av prosjektet gikk også bra, til tross for både problemer og risiko forbundet med arbeider i forlengelsen av en operativ stasjon.

ERFARINGSRAPPORT NR 2/88. SLIND

## SLIND KRAFTVERK, SØR-TRØNDELAG

**Eier: Selbu komm. Elverk**

## HOVEDDATA

| | Opprinnelig | Etter o/u |
|---|---|---|
| Byggeår | 1923 | 1985 |
| Fallhøyde, m | 118 | 179 |
| Magasin, mill.$m^3$ | 107,5 | 107,5 |
| Tilløp, mill.$m^3$/år | 185,3 | 185,3 |
| Installasjon, MW | 5,5 | 20 |
| Produksjon, GWh/år | 42 | 79 *) |
| Turbin | 3 x Francis | |
| Generator | Luftkjølte synkrongeneratorer | |
| Utbyggingskostnad, mill. kr. | ? | 88,0 |

*) I tillegg vil en innvinne ca. 2 GWh i Julskaret kraftverk.

## HISTORIKK

Siden første aggregat ble satt i drift i 1923, har det vært utvidelser av kraftstasjonen i 1933 og 1952. I tillegg er det overført vann fra nabofelt, nye reguleringer er foretatt og Julskaret kraftverk er bygget.

**Bakgrunn for o/u-prosjektet.**

De viktigste årsakene til at prosjektet ble gjennomført var:

* Høy brukstid (ca. 7600 timer) og dermed dårlig utnyttelse av magasinene.

* De eldste aggregatene samt rørgata i dagen var av dårlig forfatning og krevde en del vedlikehold.

* Nytt kraftverk ville øke totalvirkningsgraden og fallhøyden betraktelig.

* Ombyggingen var forsvarlig økonomisk.

## NYTT KRAFTVERK

Det nye anlegget ble bygget uavhengig av det gamle. Det nye inntaket er lagt få meter nord for det gamle, utløpet ca. 1,5 km nedstrøms det gamle. Dermed økes fallhøyden med 61 m. Ved å legge hele anlegget i fjell med romslige tunneler (pga. anleggstekniske forhold) oppnås en høy totalvirkningsgrad. Hoveddata er vist i tabell ovenfor.

## ALTERNATIVER

En rekke alternativ ble vurdert (se pub. nr 2)

Det valgte alternativ ble valgt pga. miljøhensyn og økonomi.

## ERFARINGER

Sluttresultatet var på alle måter som forventet teknisk.

Kostnadsmessig ble anlegget noe gunstigere enn forventet, 88,0 mill kr. pr. 1985 mot beregnet 86,4 mill kr pr. 1981. Dette skyldes stor konkurranse med lave priser både på bygg, maskin og elektro. I tillegg oppsto ingen uforutsette problemer.

# ERFARINGSRAPPORT NR 11/92, NEDRE NEA

NEDRE NEA KRAFTVERK, SØR-TRØNDELAG.

## HISTORIKK

Nea/Nidelvvassdraget ble påbegynt utbygget før århundreskiftet. Siden den gang har det pågått utbygging av kraftverk i hele vassdraget i takt med økningen av etterspørsel etter kraft.

Midt i rekken av kraftverk ligger Hegsetfoss kraftverk som utnytter et fall på 72 m (brutto) og har nominell ytelse på 32 MW. Kraftverket ble bygget tidlig på 60-tallet.

## BAKGRUNN FOR PROSJEKTET

Det var flere grunner for å gå i gang med byggingen av Nedre Nea kraftverk. Først og fremst var det ønsket om å utnytte et fall på 25 m fra utløpet av Heggsetfoss og ned til Selbusjøen. Teknisk/økonomisk ble det funnet ugunstig å bygge ut dette fallet alene. Videre hadde Hegsetfoss stort falltap og fungerte som en flaskehals i systemet. Trondheim Elektrisitetsverk hadde dessuten behov for kraften til å dekke forventet forbruksøkning.

Hegsetfoss var bare 20 år da konsesjonssøknaden for Nedre Nea ble sendt inn. Kraftverket var i tilfredsstillende stand, men en del vedlikeholdsarbeider og en opprusting av maskineriet var planlagt.

Hovedalternativet det ble søkt konsesjon for, var en forlenget paralellutbygging til Hegsetfoss kraftverk. Det ble søkt om paralell tunnel fremfor strossing for å unngå tap og langvarig driftsstans. Inntaket skulle være felles med Hegsetfoss, men utløpet skulle være 10 km lenger ned i vassdraget. Maksimal ytelse i Nedre Nea , 63 MW, brutto fall 97m..

## GJENNOMFØRING AV PROSJEKTET

Den største delen av arbeidene og kostnadene ved prosjektet var knyttet til til sprengninger av tunneler og bergrom. Dette arbeidet ble satt bort til to entrepenører. Det var planlagt en driftsstans for revisjon av Hegsetfoss, den sommeren tunnelarbeidene skulle drives. Denne driftsstansen ble noe utvidet. og i denne perioden ble så mye som mulig av eksisterende tunnel strosset ut, mens det etter dette, ble drevet en paralelltunnel. På denne måten oppnådde man en betydelig besparelse. I tillegg fikk man redusert falltap for Hegsetfoss i den resterende byggetiden. Da tunnelarbeidene var avsluttet ble de nye tunnelene sammenkoblet med det eksisterende systemet uten driftsstans, ved å sprenge gjennomslag i begge ender av paralelltunnelen mot vannfylt tunnel. På denne måten ble falltapet ytterligere redusert den resterende byggetiden.

## KOSTNADER OG ERFARINGER

Totale produksjonskostnader inkl. finansiering ble 690 mill kr. (pr. 01.03.87). Midlere produksjonsøkning etter utbyggingen er beregnet til 212 GWh.

Byggingen av Nedre Nea kraftverk var et såpass stort prosjekt at det på mange måter kan sammenlignes med et nybyggingsprosjekt. Det var ikke spesielle vanskligheter eller konflikter i forhold til driften av eksisterende kraftverk. De to driftsstansene som var, fulgte planlagt tidsplan.

Nedre Nea kraftverk ble satt i ordinær drift 2. november 1989 og har gitt forventet produksjon .

# ERFARINGSRAPPORT NR 5/92 MÆLAFOSS/SKULBØRSTADFOSS

MÆLAFOSS OG SKULBØRSTADFOSS KRAFTVERKER,
NORD - TRØNDELAG FYLKE

Eier: Nord-Trøndelag elektrisitetsverk

## HOVEDDATA

| | SKULBØRSTADFOSS | | MÆLAFOSS | |
|---|---|---|---|---|
| | Opprinn-elig | Etter o/u | Opprinn-elig | Etter o/u |
| Byggeår | 1910 | 1985 | 1917 | 1985 |
| Fallhøyde, m | 22,5 | 22,5 | 38 | 38 |
| Magasin, mill. $m^3$ | inntak | 13,1 | inntak | 13,1 |
| Tilløp, mill.$m^3$/år | 44,8 | 44,8 | 46,7 | 46,7 |
| Installasjon, kW | 112 | 540 | 112 | 880 |
| Produksjon, GWh/år | ? | 2,2 | ? | 4,3 |
| Turbin | ? | Semi-kaplan | Francis | Francis |
| Generator | ? | Asynkron | ? | Asynkron |
| Utbyggingskostnad mill.kr | ? | 3,95 | ? | 8,5 |

## HISTORIKK

### • SKULBØRSTADFOSS

I 1915 ble kraftverket utvidet med ytterligere ett aggregat på 160 kW. I 1917 ble det første aggregatet skiftet ut og installert i Mælafoss. Dette aggregatet ble tilbakeført i 1924.

Kraftstasjonen brant ned i 1972, alt ble fjernet og tomten ryddet.

### • MÆLAFOSS

I 1919 ble installasjonen utvidet med et aggregat på 225 kW, og i 1924 ble det minste aggregatet skiftet ut med et større. Også denne effektøkningen viste seg etter hvert å bli for knapp, da full belastning i Skulbørstadfoss førte til vanntap i Mælafoss. I 1934 ble så aggregat nr. 3 installert slik at stasjonen hadde en samlet ytelse på 590 kW.

Stasjonsbygningen som er bygget opp i murverk var fortsatt inntakt etter at den siste maskinen brant opp i 1979.

## MAGASINER

Reguleringer ble etterhvert etablert i Ausetvatnet, Almovatnet og Liavatnet, slik at magasinvolumet til slutt kom opp i 13,1 mill.$m^3$.

## TEKNISK BESKRIVELSE AV PROSJEKTET.

### • SKULBØRSTADFOSS

Kraftverket skulle i utgangspunktet ikke gjenoppbygges da det ikke var vurdert å være økonomisk interessant. Et tilbud på levering av et komplett kraftverk levert av Norsk Microturbiner viste seg imidlertid å være såvidt prisgunstig i forhold til tradisjonell utbygging, at utbygging allikevel ble vedtatt.

* Omfattende arbeider på inntaksdam for å stoppe lekasjer.
* Ny inntaksluke og varegrind.
* Ny rørgate , GUP-rør, og nye betongfundamenter.
* Ny stasjonsbygning av container-type.
  (Alle opprinnelige kraftverkskonstruksjoner var fjernet).
* Semikaplan-turbin med faste lederskovler og regulerbare løpehjulskovler.
* Utbedring adkomst.

### • MÆLAFOSS

* Div. utskiftninger/utbedringer ved inntak.
* Nytt GUP-rør på nye betongfundamenter. (Gammel rørgate av tre var fjernet)
* Ombygging av gammel kraftstasjon for tilpassning til nytt aggregat. Installert horisontal Francisturbin direkte tilkoblet en asynkrongenerator. (Alt utstyr, maskinelt og elektrisk var fjernet).

## ERFARINGER

### • SKULBØRSTADFOSS

Ingen spesielle problemer i planfasen eller utbygginsfasen.
Anlegget ble satt bort på totalentreprise, mens NTE selv utførte byggekontrollen.

Ved idriftsettelse av aggregat var det automatiske reuleringsutstyret for løpehjulsskovlene ikke ferdig produsert, så det ble utsyrt med manuell regulering. Dette medførte at man måtte stoppe aggregatet for å oppnå ønsket effekt og var ikke i samsvar med forutsetningene. Videre har selve reguleringen aldri fungert innenfor de forutsatte lastområder.

Med unntak av forannevnte reguleringsproblem har driftserfaringene stort sett vært positive. Anlegget ser ut til å oppnå det beregnede produksjonspotensialet.

### • MÆLAFOSS

Ingen spesielle problemer i det hele tatt.
Gjennomsnittelig produksjon fra idriftsettelse og fram til 1991 har vært ca. 7% lavere enn forutsatt.

# ERFARINGSRAPPORT NR 7/90. VANGPOLLEN

758-01 VANGPOLLEN KRAFTVERK

## HISTORIKK

Utnyttelsen av vannkraften i Vangpollelva startet tidlig på 1800-tallet med en gårdsgvern. Billig importert korn konkurerte ut konrndyrking i Vesterålen og kverna ble ombygd til å male bark til et garveri. Denne var i drift fram til 1920.

El-produksjonen startet i 1915 med et aggregat på 150 kW. I 1919 ble denne utvidet med ytterligere et aggregat på 275 kW. Fallhøyden som ble utnyttet var 285m.

I 1939 ble det vedtatt å utnytte hele ressursen i vassdraget. Et magasin i Øvre Vangpollvatn (13 mill.m3), og et inntaksmagasin i Nedre Vangpollvatn (0,3 mill.m3) ble etablert og et aggregat på 1,1 MW ble installert i 1942. I 1950 ble ytterligere et aggregat på 1,1 MW installert. Fallhøyden fra Nedre Vangpollvatn til sjøen på 315m ble utnyttet. Denne stasjonen var i drift fram til 1988 og produserte gjennomsnittelig 10 GWh.

Vesterålen Kraftselskap brukte perioden 1985-86 til å kartlegge tilstanden til kraftverket. Det ble funnet at kraftverket hadde 20% lavere produksjonenn optimalt grunnet falltap, dårlig virkningsgrad og vanntap.

Erfaringsrapporten drøfter flere altarnativer som ble analysert, som grader av opprusting, utvidelser i eget felt og utvidelser ved å trekke inn nabofelt.

Det ble besluttet å foreta en full opprusting med nytt inntak, ny vannveg og full utskifting av maskin og elektroutstyr i kraftstasjonen. Løsninger muliggjør utvidelser i feltet senere.

## GJENNOMFØRING AV PROSJEKTET

Arbeidet ble vedtatt utført i to trinn, med trinn I i 1988 som innkluderte dam og inntak. Trinn II i 1989 innkluderte vannveg og kraftstasjon. Total kostnad ble beregnet til 31,6 mill.kr. Ny midlere årsproduksjon ble beregnet til 14,5 GWh (10,5 GWh vinter). Det nye aggregatet som erstatter begge de gamle peltonturbinene ble en tostrålet peltonaggregat på 3,5 MW.

Vesterålen kraftlag hadde ikke bare gode erfaringer med tradisjonell bygging og valget å danne en intern gruppe som dekket, bygg, elektro og kraftstasjonsdrift. Gruppa var ansvarlig for budsjettet, forhandling om kontrakter og kontakt med offentlige myndigheter. Konsulenter ble brukt til å utfylle de kompetansehull gruppa hadde.

Erfaringsrapporten beskriver i detalj erfaringene fra de ulike anleggsdeler. Særlig er det lagt vekt på beskrivelsen av rørgata som er av GUP og som gjennomgikk spesielle designregler grunnet kjente ulykker med GUP rør.

Arbeidet ble utført i egen regi med kontrahering av lokale entreprenørfirmaer.

## ERFARINGER

Kraftverket ble prosjektert og bygd med lite framtidig vedlikehold som mål. Organisasjonsstrukturen og bruk av lokale entreprenører bidro i dette tilfellet til et resultat man er meget fornøyed med. Sluttsummen for utbyggingen ble 32,2 mill.kr., og stasjonen yter på fullast 3,7 MW. Erfaringen så langt fra driften er at det grunnleggende arbeid som ble nedlagt ser ut til å ha betalt seg gjennom et kraftverk som yter noe mer enn det prosjekterte og som framstår som et tidsmessig kraftverk med lave vedlikeholdskostnader.

# ERFARINGSRAPPORT NR 4/91. DRAGEFOSSEN

DRAGEFOSSEN KRAFTVERK I NORDLAND

Eier: A/S Dragefossen Kraftanlegg.

HOVEDDATA

| | Opprinnelig | Etter o/u |
|---|---|---|
| Byggeår | 1928 | 1987 |
| Fallhøyde,(brutto) m | 107 | 107 |
| Magasin, mill.$m^3$ | 2,8 | 2,8 |
| Tilløp, mill. $m^3$/år | 37,54 | 37,54 |
| Installasjon, kW | 200 | 2 x 1640 |
| Produksjon, GWh/år | 2,0 | 8,2 |
| Turbin | hor. Pelton | Francis |
| Generator | 225 kVA | 4100 kVA |
| Utbyggingskostnad | ? | 13,3 |

**HISTORIKK (tidligere o/u-arbeider)**

- 500 kW Francisaggregat tilleggsinstallasjon 1938.
- Reguleringsdam Ø. Tverråvatn (tørrmurdam fra primo 1920) ble utbedret 1979 med betongplate på vannsiden.
- Inntaksdam forsterket på vannsiden med betongdam 1939 - 1942.
- Rørgate består av 100 m trerør og 510 m stålrør. Stålrøret ble skiftet ut i 1977.

**Bakgrunn for o/u-prosjektet.**

Det var aktuelt med ombygging av eksisterende kraftverk både for å få det mer tidsmessig og for å utnytte energipotensialet i Tverrelva bedre.

**Teknisk beskrivelse av prosjektet.**

* Nytt intak på samme sted som det gamle.

* Ny betongplate og nytt overløp på inntaksdam.

* Ventilkammer anlagt nedstrøms inntak.

* Ny rørgate nedgravd GUP-rør.

* Nytt kraftstasjonsbygg bygget delvis på eksisterende fundament.

* Komplett ny installasjon bestående av 2 like Francis (2 x 1640 kW) og 1 stk. generator (4100 kVA). Apparatanlegg med PLS-styring.

* Ny avløpskanal ca. 40 m.

**Produksjon, økonomi.**

Beregningsmessig produksjonsøkning er 6,2 GWh/år, til totalt 8,2 GWh/år. Sluttregnskapet for anlegget viste en totalkostnad på 13,3 mill. kr. mot beregnet 13,0 mill.kr. Forskjellen skyldes dels prisstigning og dels problemene med rørgaten. Hafslund Hydropower tapte ca. 750.000 kroner på totalentreprisen p.g.a. rørgaten.

**Erfaringer**

* Det oppstod ingen spesielle problemer i planfasen.

* Store problemer med rørskjøtene under anleggsperiden, og rørbrudd kort tid etter igangkjøring. Også i 1987 oppsto flere problemer med rørskjøtene. Årsaken til disse problemene viste seg å være at boltene som holdt rørkoblingene var for sprø som følge av feil i produksjonen.

* Erfaringene med totalentreprisen var gode når en ser bort fra et etter hvert noe anstrengt forhold til byggeentreprenøren p.g.a. sen framdrift med rørgaten.

* Det viser seg at inntaket er dimensjonert noe for trangt, samtidig med at det i flomsituasjoner oppstår strømninger på tvers av inntaket mot overløpet, noe som medfører luftmedrivninger. Dette problemet er løst ved å anlegge en flåte av tre for å bryte hvirveldannelsen.

* Rørgata fungerer nå bra, men krever jevlige inspeksjoner.

* Maskineriet i kraftstasjonen har fungert godt. Imidlertid måtte det installeres overspenningsvern på lavspentanlegget p.g.a. tordenvær.

# ERFARINGSRAPPORT NR 36/92. NIINGEN

## NIINGEN KRAFTVERK, NORDLAND

## HISTORIKK

Den første utnyttelsen av Niingen vassdraget til elektrisitetsproduksjon skjedde i 1912-13 i forbindelse med bergverksdrift. Installasjonen var 1,2 MW og utnyttet de nederste 120m av det 500 m høye fallet.

Etterkrigstidas behov for elektrisk energi førte til at NVE nermest påla Lofoten, Vesterålen, Ofoten og Vaagsfjorddistriktet å utnytte hele ressursen i Niingen framfor andre større utbygginger i Troms. Det nye kraftverket kom i drift august 1954 og produserte 66 GWh i et midlere år, ytelse 11,4 MW.

Tilsiget til Niingen kommer fra et brefelt, og selv om magasinkapasiteten er stor medfører dette sandslitasje. Dette sammen med behov for generell teknisk oppgradering, samt behovet for mer effekt lokalt førte til at man på slutten av åttitallet valget å sette i gang undersøkelser for å avklare de teknisk/økonomiske mulighetene for opprusting.

## GJENNOMFØRING AV PROSJEKTET

Forstudiene viste at en storstilt ombygging med et fjellanlegg og betydelig vekt på effekt ikke var økonomisk forsvarlig. Det ble derfor valg å utbedre rørgata, skifte ut elektrisk utstyr i stasjonen, samt øke ytelsen av turbinen med et mer effektivt løpehjul. Ytelsen var forventet å øke med 2 MW.

Eierene dannet en prosjektgruppe som fulgte alt arbeid med planlegging, bestilling og utføring. Hele stasjonen ble modernisert for å tilfredstille dagens krav til sikkerhet og pålitelighet. To års planlegging lå bak montasjeperioden fra 13 mars - 15 juli 1990.

## ERFARINGER

Maling av rørgate, nytt løpehjul og omviklet generator har økt ytelsen til 14 MW som er 3 MW mer enn det stasjonen ytet før arbeidet ble satt i gang. Arbeidet som kostet ca. 30 mill.kr har medført at man pånу har en stasjon med 30-40 års levetid.

# ERFARINGSRAPPORT NR 22/91. SØR-FORSA

Sør-Forsa kraftverk, Troms fylke

## HISTORIKK

Sør-Forsa kraftverk ligger på Rolløya i Ibestad kommune. De første planer for utnyttelse av Forsaa-fossen ble lagd ca. 1900, men først i 1934 var første byggetrinn klar for drift etter at Rolløya E-verk kjøpte fallrettighetene i 1917. Første kraftverk ga 190 KW, hadde inntak i elva uten magasiner og utnyttet et fall på 114m. I 1948 økte man fallhøyden til 148 m, samtidig som et magasin på 6,5 mill.m3 ble etablert i Storevatn. Et trerør førte vannet ned til tidligere inntak der et nytt rør parallelt med det gamle ble lagt. Et peltonaggregat nr.2 ble installert som ydet 300 kW.

Fram til 1958 var kraftverket eneste el-produksjonskilde for Rolløyas 1000 beboere, da det ble bygget et nytt kraftverk, Nord-Forsa på 1 MW, i nabovassdraget. Senere på 60-tallet ble øya tilknyttet samkjøringsnettet med sjøkabler.

I 1979 måtte det eldste aggregatet stoppes, og resten av kraftverket ble gitt 3 års restlevetid i en rapport fra Veritas i 1982. Nytten av et nytt kraftverk ble vurdert og kraftverkets funksjon som lokal sikkerhet ble tillagt betydelig vekt da man vedtokk å bygge nytt kraftverk som ble satt i drift 1985.

## GJENNOMFØRING AV PROSJEKTET

Prosjekteringen av kraftverket ble støttet av NVE gjennom den generelle planleggingsstøtten som gis til småkraftverk og O/U-prosjekter. Sør Troms Elektrisitetsverk foretok planleggingen med hjelp fra konsulent. Alle nødvendige instanser ble kontaktet og lokalbefolkningen fikk fortløpende informasjon. Allikevel oppsto det uoverenstemmelser med grunneiere der de gamle kjøpekontraktene ikke ga klare grenser for det området E-verket disponerte. Fasen med prosjektering og avklaring av forholdet til andre brukerinteresser tok 1,5 år.

STE valgte å følge gjennomføringen av prosjektet nøye blant annet gjennom engasjering av en byggeleder som kontrollerte og attesterte alle fakturaer for bygningsmessige arbeider og maskin-og elektroleveransene. Anleggsarbeidene ble tilpasset muligheten for lokal deltakelse i mest mulig grad.

Ombyggingen ga mange overaskelser mht ombygging av dammer og legging av ny rørgate. De antagelser som ble tatt under prosjekteringen viste seg i flere tilfeller å være langt fra virkeligheten. Nøye oppfølging av byggherren begrenset de økonomiske skadene ved at alternative løsninger raskt ble skissert og ved at disse ikke ga rom for entreprenøren til ekstra fortjenester.

Det nye kraftverket har en Francisturbin med ytelse 1060 kW. Stasjonen er beregnet å kunne kjøre på separat nett. Da det ble satt i drift januar 1985 var kostnaden 20 mill.kr mot budsjettert 17,3 mill.kr. Årsproduksjonen er forventet å være 6,5 GWh i et middelår. Stasjonen er gunstig plassert i nettet og beregnet gevinst ved redusert tap er 1,5 GWh.

ERFARINGER

Rapporten gir en nøye beskrivelse av hendelsesforløpet fra den første tilstandsrapport via planlegging til bygging og igangkjøring. Den inneholder også en oppsummering av erfaringer etter 6 års drift som bør gi nyttige tips til de som planlegger O/U-arbeid på tilsvarende kraftverk. Det poengteres også at bruk av egne ressurser har utviklet STE's ansatte og økt deres kompetanse slik at STE er bedre rustet for tilsvarende oppgaver i framtida samt står sterkere med tanke på vedlikehold og drift av de nye stasjonene.