NVE

Veileder i planlegging, bygging og drift av små kraftverk

Ny utgave

1
2010

VEILEDER

Veileder i planlegging, bygging og drift av små kraftverk

Norges vassdrags- og energidirektorat

2010

Veileder nr. 1/2010

Veileder i planlegging, bygging og drift av små kraftverk

Utgitt av: Norges vassdrags- og energidirektorat

Redaktører: Jan Slapgård, NVE-ER
Kjell Erik Stensby, NVE-ER

Forfattere: SWECO Norge
Bjørnar Fladen, NVE-EP
Erik Holmqvist, NVE-HV
Dag Bachke, NVE-RM

I tillegg til de som er navngitt over har det vært gitt verdifulle bidrag fra flere hold, både fra eksterne firmaer og internt i NVE.

Trykk: NVEs hustrykkeri
Opplag: 100
Forsidefoto:

ISSN 1501-0678

Sammendrag: NVE har sett et behov for en ny veileder i planlegging, bygging og drift av små vannkraftverk.

I 2003 fikk NVE laget en veileder (Veileder nr. 2/2003) hvor målsettingen var å dekke alle relevante temaer. Veilederens ble utarbeidet av Norconsult AS og NVE.

Herværende veileder er en revisjon av 2003-veilederen, og er i all hovedsak er utført av SWECO, men hvor noen av temaene er forfattet av NVE. Noen temaer er dekket mer utfyllende i egne rapporter/veiledere (se NVEs hjemmesider www.nve.no).

Veilederen tar sikte på å veilede ikke-profesjonelle utbyggere i hvordan en vellykket planlegging og utbygging av små kraftverk gjennomføres. Planer og økonomi bør imidlertid kvalitetssikres av erfarne rådgivere før utbygging, og hvor en befaring på stedet bør være inkludert.

Små kraftverk kan deles inn i følgende kategorier:

- Mikrokraftverk — Under 100 kW
- Minikraftverk — 100 kW - 1 000 kW
- Småkraftverk — fra 1 000 kW og oppover til rundt 10 000 kW for denne veilederen

I markedet for små kraftverk er det mange leverandører med tildels store variasjoner i pris og kvalitet. Et kraftverk har sine særtrekk hva angår vannføring over året, fallhøyde, topografi, grunnforhold etc. For å sikre riktig design og valg av utstyr er det derfor viktig at det stilles riktige krav til anlegget uavhengig av en enkelt leverandørs leveringsprogram.

Avgjørende ved planlegging og bygging er at:

- slike kraftverk får en god lokal tilpasning for problemfri drift
- slike kraftverk får utstyr med god kvalitet slik at levetiden blir lang og drifts- og vedlikeholdsutgiftene blir lave
- utbygger får full oversikt over de økonomiske forholdene før utbygging ved gode, detaljerte planer og økonomiske analyser, og ved gode kontrakter for utbyggingen og gode avtaleforhold for kraftproduksjonen i driftsfasen

Det gjøres oppmerksom på at veilederen vil bli oppdatert ved behov ved endringer i rammebetingelser, lover, forskrifter, offentlig saksbehandling etc.

Emneord: Veileder, mini-, mikro- og småkraftverk

Norges vassdrags- og energidirektorat
Drammensveien 211
Postboks 5091 Majorstua
0301 OSLO

Telefon: 22 95 95 95
Telefaks: 22 95 90 00
Internett: www.nve.no

Januar 2010

INNHOLD

VEILEDER I PLANLEGGING, BYGGING OG DRIFT AV SMÅ KRAFTVERK 1
FORORD 7
1 DEN TRINNVISE PROSESSEN I UTVIKLINGEN AV SMÅ KRAFTVERK 8
1.1 Generelt 8
1.2 Definisjoner og begreper 8
1.3 Skissefasen 8
1.4 Søknadsfasen 11
1.5 Investeringsbeslutningsfasen 13
1.6 Byggefasen inkludert overtakelse 14
1.7 Driftsfasen 16
1.8 Oversikt over nødvendig kompetanse innen forskjellige stadier og fagfelt 16
2 DEFINISJONER OG BEGREPER 17
3 LOVER OG FORSKRIFTER – SAKSGANG 25
3.1 Generelt 25
3.2 Saksgang – oppsummering 25
3.3 Verneplan for vassdrag 27
3.4 Samlet plan for vassdrag 27
3.5 Vannressursloven 27
3.6 Vurdering av konsesjonsplikten 28
3.7 Vassdragsreguleringsloven 28
3.8 Industrikonsesjonsloven (ervervsloven) 28
3.9 Plan- og bygningsloven 28
3.10 Energiloven 29
3.11 Andre aktuelle lover 29
4 HYDROLOGI 30
4.1 Det hydrologiske ressursgrunnlaget 30
4.2 Variasjoner i tilgangen på vann 30
4.3 Direkte måling av vannføring 32
4.4 Tilrettelegging av hydrologiske data. Eksempler. 33
4.5 Varighetskurven og beregning av nyttbart produksjonsvolum 35
4.6 Vannføringer i lavvannsperioden 35
4.7 Flomvannføringer 36
4.8 Usikkerhet i det hydrologiske grunnlaget 37
4.9 Virkninger på hydrologi og miljøhydrologiske forhold. 38
4.10 Overflatehydrologi 39
4.11 Markvann og grunnvann 39
4.12 Isforhold 39
4.13 Vanntemperatur 40
4.14 Materialtransport og erosjon 41
5 PRODUKSJON 53
5.1 Generelt 53
5.2 Effekt (ytelse) 53
5.3 Energiekvivalent 53
5.4 Energipotensial 54
5.5 Energiproduksjon. Beregningsmetoder generelt 54
5.6 Energiproduksjon. Vurdering på tidlig skissenivå 55
5.7 Energiproduksjon basert på varighetskurver/avløpsvolumkurver (håndregning) 55
5.8 Energiproduksjon basert på driftsimuleringer 58
5.9 Naturhestekrefter 59

6 KOSTNADER 60
6.1 Generelt 60
6.2 Kostnadskurver fra NVE 60
6.3 Budsjettpriser, erfaringstall, tilbud 60

7 ØKONOMI FOR KRAFTVERK 61
7.1 Generelt 61
7.2 Grov økonomisk analyse for valg av alternativ, investeringsgrenser og dimensjonering 61
7.3 Kraftpriser 63
7.4 Kostnader 64
7.5 Økonomisk optimalisering av anleggsdeler 64
7.6 Skatter 64
7.7 Endelig økonomisk analyse av valgt prosjekt 65

8 TEKNISK PLANLEGGING AV KRAFTVERK 67
8.1 Generelt 67
8.2 Dam, inntak, luker og rør 67
8.3 Dam og inntak 68
8.4 Vannvei 72
8.5 Kraftstasjon, bygg 80
8.6 Turbin 81
8.7 Generator 89
8.8 Apparat- og kontrollanlegg 96

9 LINJETILKNYTNING. KRAFTLEDNINGER 105
9.1 Annet; vei, bru, etc. 105
9.2 Kvalitet 105

10 MILJØ- OG SAMFUNNSKONSEKVENSER 107
10.1 Generelt 107
10.2 Metode 107
10.3 Fysiske påvirkninger 109
10.4 Konsekvenser for ulike miljø- og samfunnstema 109
10.5 Avbøtende tiltak 112

11 SELSKAPSFORMER 114
11.1 Generelt 114
11.2 Aksjeselskap (AS) 114
11.3 Delt ansvar (DA) 114
11.4 Begrenset ansvar (BA) 115
11.5 Ansvarlig selskap (ANS) 115
11.6 Allianse med et utbyggingsselskap 115
11.7 Salg av fallretter 115

12 FINANSIERING 116
12.1 Generelt 116
12.2 Långivers vurderinger 116
12.3 Finansiell vurdering av prosjektet 116
12.4 Finansieringskilder 117
12.5 Risikovurdering 117
12.6 Byggelån 118
12.7 Likviditet 118
12.8 Lånesøknad 119

13 PROSJEKTORGANISERING 121
13.1 Generelt 121
13.2 Prosjektleder 121
13.3 Byggeleder 121
13.4 Styringsgruppe 121

14 UTBYGGINGSMODELLER OG ENGASJEMENTSFORMER 122
14.1 Generelt 122
14.2 Modell A Klassisk modell 122
14.3 Modell B Totalentreprisekontrakt etter konkurranse 123
14.4 Modell C Totalentreprisekontrakt etter forhandling 123
14.5 Modell D Konsulentstyrt totalentreprise 124
14.6 Modell E Utbygger og totalleverandør med driftsansvar 124

15 KONTRAKT MED ENTREPRENØRER OG LEVERANDØRER 125
15.1 Generelt 125
15.2 Byggkontrakter 125
15.3 Leveranser av elektromekanisk utstyr 126
15.4 Tekniske rådgivere 127
15.5 Andre rådgivere 127

16 TILKNYTNING TIL NETTET 128
16.1 Generelt 128
16.2 Konsesjon 128
16.3 Tilknytningslinje 128
16.4 Produksjonsrelatert nett 129
16.5 Tariffer for innmating av kraft 129
16.6 Anleggsbidrag 130
16.7 Fastsettelse av anleggsbidrag 131
16.8 Bunnfradrag 131
16.9 Fordeling av kostnader i radielle fellesnett 131
16.10 Fordeling av kostnader i maskete nettanlegg 131
16.11 Anleggsbidrag og reinvesteringer 132
16.12 Informasjonsplikt 132

17 KRAFTSALGSAVTALE 133
17.1 Generelt 133
17.2 Alternative omsetningsavtaler 133
17.3 Omsetningskonsesjon 133

18 OVERTAKELSE 135
18.1 Generelt 135

19 DRIFT OG VEDLIKEHOLD 136
19.1 Generelt 136

20 HENVISNINGER TIL LOVER, FORSKRIFTER, FAGLITTERATUR, ETC. 137
20.1 Generelt 137
20.2 Lover og forskrifter, etc. 137
20.3 Foreninger og instanser, etc. 137

FORORD

NVE er de siste par år tilført midler for å støtte FoU-prosjekter med formål å utvikle teknologi og kunnskap for en mer effektiv utnyttelse av små vannkraftressurser. Midlene kan også benyttes til FoU-prosjekter innen opprusting og utvidelse av eksisterende større vannkraftverk eller til øvrige prosjekter for bevaring og videreutvikling av norsk vannkraftkompetanse.

De fleste prosjektene som er støttet er utført av konsulenter eller utdanningsinstitusjon (NTNU) på oppdrag fra NVE.

Denne veilederen er, sammen med en rekke rapporter om ulike tema innen små vannkraftverk, et resultat av disse bevilgningene.

Oslo, januar 2010

Marit Lundteigen Fossdal
avdelingsdirektør

Torodd Jensen
seksjonssjef

1 DEN TRINNVISE PROSESSEN I UTVIKLINGEN AV SMÅ KRAFTVERK

1.1 Generelt

Dette kapitlet gjennomgår den trinnvise prosessen fra identifisering av mulige prosjekter og fram til et kraftverk er på nettet. Kapitlet har henvisninger til andre kapitler hvor en finner fordypning i de enkelte temaer på en slik måte at også ikke-profesjonelle utbyggere kan få innsikt i teknikken og økonomien i slike kraftverk. Veilederen er imidlertid ikke ment å erstatte bruken av erfarne rådgivere i utbyggingen.

De aktuelle fasene er:

- Skissefasen
- Søknadsfasen
- Investeringsbeslutningsfasen
- Byggefasen
- Driftsfasen

1.2 Definisjoner og begreper

Før en starter planleggingen, kan det være en fordel å sette seg inn i noen definisjoner og begreper. Se kapittel 2 Definisjoner og begreper.

1.3 Skissefasen

Trinn	Beskrivelse	Henvisning
1	**Identifikasjon av muligheter** Nøkkelfaktorer for å kunne gjøre en ressurs økonomisk utnyttbar og praktisk gjennomførbar er: 1. Tilstrekkelig med vann (Q) 2. Relativt konsentrert vannfall (H). Produktet av fallhøyde og vannføring kapasiteten 3. Avstand til eksisterende vei/adkomst 4. Avstand til eksisterende kraftlinje, alternativt kraftforbruker på isolert nett 5. Miljømessig tilpasning/aksept av anlegget 6. Oversikt over fallrettseiere og øvrige grunneiere	
2	**Vannmengde** For å finne tilgjengelig vannmengde i elva må en hvis det ikke finnes målestasjon ved inntaksstedet, først finne størrelsen på nedbørfeltet ved inntaksstedet. Dette kan gjøres manuelt ved å tegne opp nedbørfeltgrensene og deretter beregne arealet (telle ruter eller bruke planimeter). Deretter finnes spesifikk avrenning ved å benytte NVE Atlas. Ved å multiplisere areal og spesifikk avrenning finner en gjennomsnittlig vannføring i elva i m^3/s og årlig total vannmengde i mill. m^3. Forventet, erfaringsmessig flomtap trekkes deretter fra total årlig vannmengde og en har størrelsen på den tilgjengelige vannmengden som kan utnyttes gjennom	Kap. 4 Hydrologi Enkel veiledning i fastlegging av vannføring og vannmengde som kan utnyttes Kap. 5 Produksjon

Trinn	Beskrivelse	Henvisning
	turbinen. Vanligvis vil turbinen få en kapasitet på anslagsvis 1,5–2,5 ganger midlere vannføring. I vernede vassdrag kan ikke denne tommelfingerregelen brukes. Utnyttelsen må her avklares med myndighetene i hvert enkelt tilfelle. En romslig og variert vannføring skal være tilbake. Normalt vil akseptabel kapasitet være godt under 0,5 ganger midlere vannføring.	
3	**Fallhøyder for mulige alternativ** Fallhøyder beregnes ut fra tilgjengelig kartgrunnlag (normalt 1:50 000/20 meter ekvidistanse eller 1:5 000/5 meter ekvidistanse) eller profilering. Utnyttelse av det bratteste partiet i elva gir normalt den billigste utbyggingen. Hvilke fall som er økonomiske å utnytte, må vurderes i hvert enkelt tilfelle.	
4	**Effekt og produksjon** For de aktuelle fallhøydene beregnes effekt (installasjon i kW eller MW) og produksjon (kWh/år eller GWh/år) ut fra kraftverkets slukeevne og tilgjengelige vannmengde.	Kap. 5 Produksjon Beregningsformler for effekt og energi
5	**Miljø** En grov vurdering av konsekvenser for miljø og samfunn må foretas. Spesielt må en sjekke vern og verneplaner (også planlagte) ut fra foreliggende databaser.	Kap. 9 Miljø- og samfunnskonsekvenser
6	**Grov prosjektering av kraftverket og valg av utstyr** Prosjekteringen bør starte med en enkel skisse for å bestemme kraftverkets hovedmål som grunnlag for et grovt kostnadsoverslag. Tommelfingerregler for dimensjoner kan nyttes på dette stadiet. Eksempler: Optimal slukeevne: ca. 2 ganger midlere vannføring Vannhastighet i rør: ca. 3 m/s	Kap. 8 Teknisk planlegging av kraftverk Kap. 3 Lover og forskrifter - saksgang Kap. 19 Henvisninger til lover, forskrifter, faglitteratur, etc.
7	**Grove kostnadsoverslag, +/- 20 %** Grove kostnadsoverslag settes opp for alternative fallhøyder for å skille ut de mest interessante prosjektene. NVEs kostnadsgrunnlag kan nyttes.	Kap. 6 Kostnader
8	**Utbyggingspris** Utbyggingsprisen, NOK/kWh, beregnes for de forskjellige alternativene.	

Trinn	Beskrivelse	Henvisning
9	**Investeringsgrenser** For energiproduksjon som for det vesenligste skal gå til salg via et e-verk, bør ikke investeringen overstige 4–5 NOK/kWh. Grensen avhenger i en stor grad av tiltakhavers økonomiske ryggrad og risikovillighet. Investeringsgrensen vil kunne være forskjellig avhengig av om produksjonen går via eksisterende offentlig nett eller ikke. For generatorinstallasjoner under 100 kVA er det gitt fritak for forbrukeravgift. Generatorinstallasjoner over 100 kVA skal meldes inn og registreres hos Toll- og avgiftsdirektoratet, ref. regelverket. For generatorinstallasjoner over 5500 kVA utløses naturressursskatt og grunnrentebeskatning. Energiproduksjon kun til eget forbruk via eget nett vil være det gunstigste hvis avstanden til forbrukssted er akseptabel. En kan da tillate seg høyere investeringsgrenser.	Kap. 7 Økonomi for kraftverk
10	**Fallrettigheter og andre rettigheter** Fallrettigheter i elva og eiendomsretten til berørte grunn på begge sider av elva må klarlegges. Her er det ofte uklare forhold og forskjellige ønsker. Det hender at et prosjekt kan stoppe opp på grunn av slike forhold. Derfor er det ønskelig å sjekke ut dette tidlig og bør senest være avklart før konsesjonssøknad (hvis ikke ekspropriasjon søkes).	Kap. 3 Lover og forskrifter - saksgang
11	**Beslutning om videreføring** Etter en grov vurdering, både økonomisk og miljømessig, besluttes det om en skal gå videre med prosjektet og eventuelt hvilke alternativer som skal vurderes nærmere. Avhengig av robustheten i prosjektet kan en velge å gå rett på en konsesjonssøknad, eller alternativt gå veien om et forprosjekt (mer detaljerte beregninger og undersøkelser) . Det kan også være aktuelt å få NVE til å vurdere om konsesjon er nødvendig.	Kap. 7 Økonomi for kraftverk Kap. 3 Lover og forskrifter - saksgang (3.6 Vurdering av konsesjons-plikten)

1.4 Søknadsfasen

1	**Engasjement av nødvendige rådgivere** Vil en gå videre med prosjektet, må kompetente rådgivere engasjeres.	
2	**Befaring** Etter å ha gjort seg kjent med mulighetene og rammene, foretas en grundig befaring.	
3	**Eventuelt forprosjekt** Etter skisseprosjektet går en vanligvis rett på en konsesjonssøknad med de nødvendige undersøkelser og beregninger. Er det usikkerhet om prosjektets gjennomførbarhet, kan det være aktuelt å utføre et eget forprosjekt.	
4	**Etablering av målestasjon for vannføring** Med den relativt store usikkerheten en har i hydrologien i små felt uten målinger, bør det meget sterkt vurderes å opprette en målestasjon for vannstand/vannføring. En får vanligvis ikke inkludert måledataene i konsesjonssøknaden. Med dagens store antall konsesjonssøknader i NVE, og dermed ofte lang tid fra innsendt søknad til behandlingen tar til, kan en imidlertid få med oppdaterte hydrologidata før saksbehandlingen av søknaden starter. Nye data etter at søknaden er ferdigbehandlet og konsesjon gitt, kan imidlertid føre til planendringssøknad og nok en ventetid.	
5	**Eventuell søknad om fritak for konsesjon** For et sannsynlig ukontroversielt prosjekt kan det være aktuelt å søke NVE om å få realisere prosjektet uten konsesjon. Forutsetningen for fritak er at allmenne interesser og verdier ikke berøres og at dette dokumenteres. Prosjektet vil da bli behandlet som byggesak i kommunen etter plan- og bygningsloven (pbl). Erfaringsmessig tar behandlingen av en slik søknad med påfølgende behandling i kommune, fylke og NVE en del tid. Svaret fra NVE kan bli negativt; dvs. at konsesjonssøknad må utarbeides. For mikro- og minikraftverk kan det være aktuelt å søke om fritak fra konsesjon. For småkraftverk er normalt terskelen for aksept fra NVE høyere og det er vanlig å søke konsesjon direkte, uten en runde om konsesjonsfritak.	Kap. 3 Lover og forskrifter - saksgang (3.6 Vurdering av konsesjons-plikten)

6	**Konsesjonssøknad** De mest lovende alternativene bearbeides videre og optimalisering av slukeevne, vannveier, etc. utføres. Valg av alternativ (er) det skal søkes om foretas. NVE har utarbeidet en god mal for hva en konsesjonssøknad skal inneholde og hvordan den skal se ut. Av viktige punkter nevnes: - Utbyggingsplan; beskrivelse, dimensjoner - Hydrologi; tilgjengelig vannmengde, vannføringer før og etter en utbygging, varighetskurver - Produksjonsberegninger - Kostnadsoverslag - Utbyggingspris, økonomi - Miljø- og samfunnsmessige konsekvenser - Oversikt over rettighetshavere - Linjetilknytning/nettavtale - Forholdet til offentlige planer (for eksempel verneplaner, Samlet plan) - Avbøtende tiltak Det kan søkes om flere alternativer, men prioritert alternativ skal tydelig framgå og begrunnes.	Kap. 3 Lover og forskrifter - saksgang Kap. 5 Produksjon Kap. 7 Økonomi for kraftverk Kap. 11 Finansiering Kap. 15 Tilknytning til nettet Kap. 16 Kraftsalgsavtale
7	**Konsesjonsbehandling** Når NVE har godkjent søknaden, sendes den på høring til kommune, fylke, organisasjoner, etc. Deretter inviterer NVE til sluttbefaring.	
8	**Konsesjon** Etter erfaringsmessig 1-3 år fra innsending av søknad meddeler NVE tiltakshaver om utfallet av behandlingen; konsesjon eller avslag. Bakgrunn for vedtaket følger med papirene, og dessuten konsesjonsvilkår dersom det er gitt konsesjon. Klagefrist er tre uker fra mottatt dokument. Avgjørelsen kan ankes inn for OED.	

1.5 Investeringsbeslutningsfasen

1	**Valg av organisasjonsmodell** Hvis valg av organisasjonsmodell ikke er gjort tidligere, må dette gjøres nå. Alle avtaler med eller mellom tiltakshaver og grunneiere må endelig avklares.	
2	**Utgangspunkt og sjekk av konsesjonsvilkår mm** Den gitte konsesjonen inneholder forskjellige vilkår. Prosjektet kan ha blitt redusert; mer vannslipping enn forutsatt, endret inntaks- eller utløpsnivå, etc. Konsekvensene av dette må sjekkes. I tillegg må resultatene fra eventuelle nye vannføringsmålinger analyseres og tas med i beregningene. Et oppdatert kostnadsoverslag bør også utarbeides.	
3	**Undersøkelser** Nødvendig topografisk kartlegging, oppmåling, ev. seismikk/boring, etc. må foretas. Sedimenttransport og rasfare må kartlegges.	
4	**Innhenting av priser** Dersom prosjektet fortsatt er interessant, bør tilbud på elektromekaniske komponenter, rør og bygningsmessige arbeider innhentes. Avhengig av økonomisk ryggrad, erfaringer og prosjektets robusthet bør priser innhentes slik at ca. 80 % av totalkostnadene er kvalitetssikret.	
5	**Endelig valg av layout, dimensjoner** På grunnlag av innhentete tilbud foretas en endelig fastsettelse av utbyggingens layout og forskjellige konstruksjonsdeler, men dette må være innen konsesjonens rammer. I motsatt fall vil det kreve planendringssøknad og ny behandling.	
6	**Prosjektøkonomi** Finansieringsmuligheter må klarlegges, nettavtale må være inngått og medtatt i beregningene, skatter og avgifter må klarlegges, kraftsalg og driftsmessige utfordringer må gjennomgås. Deretter kan prosjektøkonomien beregnes for kort og	Kap. 7 Økonomi for kraftverk

	lang sikt med kapital- og driftsutgifter før og etter skatt. Det anbefales at følsomhets- og risikoanalyser foretas.	
7	**Detaljplaner, etc.** Parallelt med ovennevnte utarbeides detaljplaner og klassifiseringsforslag med dokumentasjon. Dette sendes til det aktuelle regionkontor i NVE. Utbyggingen kan ikke startes før detaljplanene er godkjent. Da 3–6 måneders behandlingstid må påregnes, bør planene sendes inn før investeringsbeslutning er foretatt. Det foreligger maler for slike planer og forslag. Der det kreves dispensasjon fra kommunedelplanens arealdel, må det søkes kommunen om dette.	
8	**Investeringsbeslutning** Eventuell beslutning om investering eller skrinlegging foretas eller prosjektet utsettes. Det kan også være aktuelt å legge det ut for salg.	

1.6 Byggefasen inkludert overtakelse

1	**Kontrahering av prosjektleder, prosjekterende og byggeledelse** Hvis dette ikke er avtalt allerede, bør kontrahering av prosjektleder, rådgivende ingeniør, evt. arkitekt og byggeleder foretas.	
2	**Endelig sjekk av tillatelser, godkjenninger, avtaler** • Konsesjoner fra NVE • Klassifisering og godkjenning av detaljplaner NVE • Kommunal godkjenning • Nettavtale • Ev. kraftsalgsavtale • Driftsopplegg med kostnader • Adkomstforhold • Fallrettigheter og bruk av nødvendig grunn • Påregnelige skatter og avgifter • Finansiering • Total prosjektøkonomi på kort og lang sikt • Forsikring	

3	**Kontrakt med entreprenører og utstyrleverandører** Kontrakt med entreprenører og leverandører utarbeides og underskrives.	Kap. 14 Kontrakt med entreprenører og leverandører
4	**Prosjektering, bygging og montasje** Prosjektering, bygging og montasje utføres. I denne fasen må følgende ivaretas (stikkord): • Prosjektledelse • Prosjektering • HMS • Systemansvar, grensesnitthåndtering, logistikk • Byggeledelse • Flom (ved dam, vannvei og kraftstasjon), is, sedimenter, ras • Damforskrifter og gjeldende offentlige standarder/forskrifter inkl. laster • Arrangement for vannslipping • Rør typer/klasser, trykkstøt, frost • Støy, vibrasjoner • Dykking, turbinsenter • Løfteanordning • Ventilasjon, kjøling • Fasiliteter i stasjonen • Montasje	
5	**Driftsopplegg, manualer** Driftsopplegg utarbeides, driftsmanualer og ”som bygget” tegninger utarbeides og nødvendig personell informeres.	
6	**Overtakelse** Kraftverket overtas av tiltakshaver.	Kap. 17 Overtakelse

1.7 Driftsfasen

1	**Drifts- og vedlikeholdsopplegg** Før driftsstart må drifts- og vedlikeholdsopplegg avklares.	Kap. 18 Drift og vedlikehold

1.8 Oversikt over nødvendig kompetanse innen forskjellige stadier og fagfelt

	Generell vannkraft, bygg	Hydrologi	Miljø	Elektro-mekanisk	Økonomi/ finansiering
Skissefasen	x	(x)	(x)		
Søknadsfasen	x	x	x	(x)	(x)
Investeringsbeslutningsfasen	x	(x)	(x)	x	x
Byggefasen	x			x	(x)
Driftsfasen	(x)			x	

2 DEFINISJONER OG BEGREPER

A

Aggregat Produksjonsenhet for elektrisk energi. Omfatter turbin og generator.

Avløpstunnel Tunnel som fører vannet fra kraftstasjonen og ut i elv, sjø eller hav. Benevnes også utløpstunnel.

Avrenning Nedbør som renner ut i vassdragene og derfra ut i havet. Se også spesifikk avrenning.

Avslag Hurtig lastreduksjon i et kraftverk.

B

Buedam Dam som overfører kreftene til vederlagene på hver side i motsetning til andre dammer som fører kreftene ned til damfoten. Benevnes også hvelvdam. Utføres normalt i betong.

D

Dam Byggverk som demmer opp vannet i ei elv eller i et vatn. Er ofte utstyrt med en luke for å kunne tappe forbi vann eller ut av magasinet.

Damfot Nederste del av en dam.

Damkrone Toppen av en dam.

Damluke Luke i dam for å kunne tappe vann ut av magasinet eller bassenget.

Dimensjonerende flom Flomstørrelse som flomløp skal dimensjoneres etter. Flommer med 1000 års gjentaksintervall er vanligvis dimensjonerende.

Dimensjonerende flomvannstand (DVF) Vannstand i magasin ved dimensjonerende flom.

Driftssentral Sentral overvåking og styring av overføringsanlegg og overvåking, styring og samkjøring av kraftverk.

Driftsvannvei Kanal, tunnel, sjakt eller rør for tilførsel av vann fra et vannkraftverks inntaksmagasin eller inntaksbasseng via kraftstasjon og utløp til utløpet i vassdrag eller sjø. For fjellanlegg består vannveien gjerne av tilløpstunnel, sjakt, innstøpt rør rett før kraftstasjonen og utløpstunnel. For små kraftverk består vannveien som oftest av tilløpsrør (se også Tilløps-, Avløps-/Utløpstunnel).

E

Effekt Energi eller utført arbeid pr. tidsenhet. Effekt angis i watt (W). 1 kW = 1000W, 1 MW = 1000 kW.

Effektbryter Bryter som brukes til å bryte eller forbinde anleggsdeler med stor strømstyrke.

Elektrisk spenning Et mål for den "kraft" som driver elektrisiteten gjennom en ledning. Spenning måles i volt [V] eller kilovolt [kV] = 1000 volt.

Elvekraftverk Kraftverk i elv hvor vannføringen bare i ubetydelig grad kan reguleres

ved hjelp av magasin. Normalt med lav fallhøyde og med kraftstasjon og dam bygd som én enhet ved anlegg i større elver. Ved småkraftverk er det ofte en lengre vannvei og et større fall.

Energi Evne til å utføre arbeid - produktet av effekt og tid. Elektrisk energi angis ofte i kilowatt-timer [kWh]. 1 kWh = 1000 watt brukt i 1 time. 1 GWh = 1 000 000 kWh.

F

Fallhøyde Brutto fallhøyde; den loddrette avstanden (høydeforskjellen) mellom vannivået i inntak og undervannet for et vannkraftverk (til turbinsenter ved Peltonturbiner). Netto fallhøyde er brutto fallhøyde fratrukket falltap i vannveien.

Falltap Tap av nyttbar energi pga. friksjon og andre tap i vannveien.

Fangdam Provisorisk dam som bygges for å holde vannet borte under byggearbeider i det naturlige vannløpet.

Flerårsmagasin Magasin med volum som er større enn ett års tilsig av vann. Dette er magasin som tappes ned i tørre år og fylles i våte år.

Flomtap Vann som i en flomsituasjon ikke kan nyttes til kraftproduksjon på grunn av for liten magasinkapasitet eller for liten slukeevne.

Forbitapping Den vannmengden som tappes utenom kraftstasjonen/forbi inntaket (se Minstevannføring). Gitte konsesjoner innebærer gjerne et krav om forbitapping på grunn av estetikk, fisk og annet liv i elva.

Fordelingsnett Se Hovedfordelingsnett og Lokalt fordelingsnett.

Fordelingsstasjon Understasjon som forsyner et fordelingsnett.

Fordelingstransformator Elektrisk transformator som transformerer ned til forbruksspenning (230 V).

Francisturbin Turbintype som benyttes ved middels og store fallhøyder.

Frekvens Det antall svingninger vekselstrømmen gjennomfører pr. sekund. Frekvens måles i Hertz [Hz]. 1 Hz = 1 svingning eller periode pr. sekund. Vanlig frekvens er 50 Hz.

Fullast Høyest mulige last (effekt, ytelse) i en turbin eller generator mv.

Fyllingsdam Dam av sprengstein, leire, sand eller andre løse masser. Tetning kan utføres som sentral eller frontal. Aktuelle tetningsmaterialer er gjerne morene, betong, asfalt eller kunststoff.

Fyllingsgrad Forholdet mellom aktuelt magasinvolum på et gitt tidspunkt og volum ved fullt magasin.

G

Gabioner Dammer som består av stablete nettingkasser fylt med stein.

Generator Roterende maskin som omdanner mekanisk energi til elektrisk energi.

Gravitasjonsdam Massivdam, dam som primært bygges av massiv betong. Stabilitet er sikret ved dammens vekt.

Grunnlast Den effekten som det er behov for mesteparten av året.

H

Helårsmagasin Magasin som har en fylle- og tappesyklus på ett år.

Hestekraft Enhet for effekt [hk]. En hestekraft tilsvarer 0,736 kW.

HFV Høyeste flomvannstand ved flommer med et gjentaksintervall på 1000 år.

Hovedfordelingsnett Elektrisk ledningsnett med spenningsnivå 66–132 kV som binder sammen de lokale fordelingsnett innen den enkelte landsdel. Hovedfordelingsnett er bindeledd mellom det landsomfattende hovednettet og de lokale fordelingsnett.

Hovednett Landsomfattende elektrisk ledningsnett på høyeste spenningsnivå, stort sett 300 - 420 kV. Hovednettet gjør det mulig å overføre elektrisk energi mellom landsdelene og til/fra våre naboland.

HRV Høyeste regulerte vannstand (øvre reguleringsgrense) i et magasin.

Hvelvdam Se Buedam.

Hydrologi Læren om vannets forekomst, kretsløp og fordeling på landjorda. I videre forstand omfatter hydrologi også vannets fysiske og kjemiske egenskaper.

Høyspenning Elektrisk energi med spenning høyere enn 1000 V vekselstrøm og 1500 V likestrøm (i Norge).

Høytrykksanlegg Kraftverk med fallhøyde større enn ca. 250 meter

I

Inntaksmagasin Magasin hvorfra vannet ledes ned til kraftverket.

INON Betegnelse for inngrepsfrie soner i naturen; dvs. soner fri for tyngre tekniske inngrep. Definisjoner finnes hos DN.

J

Jordingsanlegg Installasjon som består av en eller flere jordelektroder, jordledninger og eventuelle jordskinner.

K

Kaplanturbin Turbintype som benyttes ved små fallhøyder.

Kavitasjon Et fenomen som kan oppstå i områder med høye vannhastigheter og hvor det lokale trykket blir så lavt at vannet begynner å koke; det dannes dampblærer. Dampblærene fraktes videre med vannstrømmen, og kollapser når trykket stiger igjen. Kollapser blærene inne ved overflaten til for eksempel et løpehjul, vil denne utsettes for kraftige støt som kan overstige materialets bruddgrense og forårsake tæringer i overflaten. Dette kalles kavitasjonstæring.

Konsesjon Tillatelse fra offentlig myndighet, for eksempel til å bygge ut vassdrag for kraftproduksjon, til å bygge og drive høyspenningsanlegg osv.

Kontrollrom Rom i kraftstasjonen for overvåking, styring, vern og kommunikasjon.

Koplingsanlegg Anlegg for elektrisk sammenkopling/adskilling av generatorer, transformatorer og/eller ledninger.

Kraft Elektrisk **kraft**, el**kraft** - elektrisk energi og/eller elektrisk effekt.

Kraftledning Den fysiske del av kraftoverføringen, dvs. fundamenter, master, liner, isolatorer, jordliner etc.

Kraftstasjon Turbin/generatoraggregat med tilhørende bygninger og installasjoner for produksjon av elektrisk kraft.

Kraftverk Anlegg for produksjon av elektrisk energi. Et kraftverk består av eventuelle magasin, dam og inntak, vannvei og kraftstasjon.

L

Lavspenning Elektrisk spenning opp til 1000 volt for vekselstrøm og 1500 volt for likestrøm (i Norge).

Lavtrykksanlegg Kraftverk med fallhøyde opp til ca. 60 meter.

Likeretter Apparat for omforming av vekselstrøm til likestrøm.

Likestrøm Elektrisitet der spenningen holdes kontinuerlig i én retning til forskjell fra vekselstrøm.

Lokalt fordelingsnett Elektrisk ledningsnett som overfører energien fra hovedfordelingsnettet (se det) til den enkelte abonnent/forbruker. Spenningsnivået kan variere fra 230 V på det laveste til 22 kV på det høyeste.

LRV Laveste regulerte vannstand (nedre reguleringsgrense) i et magasin.

Luke Stengeorgan for vannet i tunnel, dam eller inntak.

Lukehus Hus som inneholder manøvreringsutstyr for luke. Ved småkraftverk utelates ofte lukehuset.

Løpehjul Roterende del av turbin som har som oppgave å omforme energien i vannet til mekanisk energi (rotasjonsenergi).

M

Magasin Naturlig eller kunstig innsjø hvor en samler vann i perioder med høyt tilsig og lavt forbruk. Når forbruket er stort, nyttiggjør en seg dette vannet. For mindre kraftverk er ofte magasinet et lite basseng for kun å etablere et vannspeil i kraftverksinntaket.

Magasinkapasitet Den totale mengde vann [m^3] som det er plass til mellom HRV og LRV i et reguleringsmagasin.

Magasinprosent Forholdet mellom magasinvolum og midlere års tilløp regnet i prosent.

Manøvreringsreglement Bestemmelser, fastsatt av det offentlige, om fylling og tapping av et reguleringsmagasin.

Mellomtrykksanlegg Kraftverk med fallhøyde i området ca. 60 meter til ca. 250 meter.

Merkeytelse Ytelse (effekt) stemplet på navneplaten på turbin og generator. Tilsvarer gjerne ytelse ved full last.

Midlere årsproduksjon Beregnet, gjennomsnittlig årlig produksjon over en årrekke.

Mikrokraftverk Kraftverk med ytelse mindre enn 100 kW.

Minikraftverk Kraftverk med ytelse mellom 100 kW og 1000 kW.

Minstevannføring Krav til forbitapping til elvestrekning som berøres av kraftutbygging (se også Forbitapping).

N

Naturhestekrefter Uttrykk for den brutto effekt et utbyggingsprosjekt vil gi. Denne er avhengig av magasinstørrelse, fallhøyde og vannføring. Noe forskjell i definisjon avhengig av hvilken lov som skal anvendes.

Nedbørfelt Et vassdrags nedbørfelt er det området tilsiget til vassdraget skjer fra: dvs. begrenset av vannskillene.

Nett System av sammenkoblede kraftledninger og annen elektrisk utrustning for overføring av elektrisk kraft fra kraftverk til sluttbruker.

Nettap Energitap i overførings- og fordelingsnettet.

Nominell effekt Den effekt som er angitt i turbinens, generatorens eller transformatorens påstemplede data. Denne kan overskrides under spesiell forhold.

Nåledam Damkonstruksjon eller del av dam, med vertikale tre- eller aluminiumsstaver som tas vekk for vannavledning ved flomvannføringer.

O

Omløpstunnel Tunnel for å lede vann - permanent eller midlertidig - utenom et løp vannet ellers vil følge.

Omløpsventil Ventil i kraftstasjonen som skal tre i funksjon ved plutselige utfall. Krav om omløpsventil er vanlig i vassdrag der det er fisk i elva.

Overføringskapasitet Overføringsevne i forbindelse med kraftoverføring i et nett. Brukes også om overføringstunneler.

Overføringstunnel Tunnel for å overføre vann fra ett nedslagsfelt til et annet hvor feltene har forskjellige naturlige avløp.

Overløp 1) Kalles også flomløp og er en del av dammen for å lede unna vann når HRV er nådd. Det kan utføres som fast eller manøvrerbart (luker).

2) Vann som på grunn av flom ikke kan utnyttes i kraftverket (tilsiget er større enn kraftverkets slukeevne)

P

Peltonturbin Turbintype som ved noe større kraftverk benyttes ved store fallhøyder (over 500-600 meter), men som ved små kraftverk også benyttes ved lavere fallhøyder og liten slukeevne.

Platedam Dam bestående av en vertikal eller skrå plate og støttepilarer. Dammen utføres som regel i armert betong.

Påslag Hurtig lastøkning i et kraftverk. Betegnes også pådrag.

R

Regulering (av vassdrag) Endring av et vassdrags variasjon i vannføring over tid, fra den naturlige til en som er mer rasjonelt utnyttbar for energiproduksjon.

Reguleringsstabilitet At vannkraftsystemet med vannvei, turbin, regulator og elektrisk nett er stabilt, dvs. har endelig demping av alle egensvingninger som oppstår når systemet påføres forstyrrelser (gjelder drift på eget/isolert nett).

Regulert vannføring Den utjevnede vannføring som kan holdes gjennom lavvannsperioden. Regulert vannføring tas ut fra en reguleringskurve for det aktuelle vassdraget eller nærliggende representative vassdrag. Regulert vannføring (reguleringsprosenten) er en funksjon av magasinprosenten.

Rørgate Rør som leder vannet fra inntaket og ned til kraftstasjonen, eller på en del av strekningen fra inntaket til kraftstasjonen. Det kan være frittliggende eller legges i grøft. Ved småkraftverk er vanlig med rør(gate) helt fra inntaket til kraftstasjonen. Der det er mulig, teknisk og miljømessig, foretrekkes nedgravde rør.

S

Sarr Iskrystaller i vannet som kan feste seg til inntaksrister etc. og dermed redusere tverrsnittet/øke falltapet.

Slukeevne Den maksimale vannføring som en turbin har kapasitet til å nyttiggjøre seg.

Småkraftverk Kraftverk med ytelse mellom 1 MW og 10 MW.

Snømagasin Den del av vannmengden i et snødekt nedslagsfelt som ved snøens smelting kan ventes å komme som avrenning til vedkommende felt.

Spenning Se Elektrisk spenning.

Sperredam Dam som bygges for at vannet ikke skal få et nytt uønsket utløp ved etablering av et magasin.

Spesifikk avrenning Avrenning pr. arealenhet, gjerne i l/s og km^2.

Svingesjakt Sjakt i vannveien til en kraftstasjon med formål å tjene som trykkutjevningsbasseng og sikre reguleringsstabilitet ved hurtige endringer av vannstrømmen gjennom kraftverket (avslag og påslag (pådrag)).

Systemansvar Ansvar for at hele kraftverket med alle dets elementer som dam, inntak , vannvei, kraftstasjon og avløp fungerer sammen etter hensikten. Det vil si at kraftverket er teknisk og økonomisk optimalt tilpasset de hydrologiske og topografiske forhold.

T

Tappeperiode Det tidsrom det tappes fra et reguleringsmagasin, i Norge vanligvis om vinteren.

Tappetunnel Tunnel for tapping av vann fra et magasin til et annet, eller fra et magasin og ut i ei elv.

Terskel Lav dam (demning) uten reguleringsinnretninger som bygges i elver med redusert vannføring slik at det dannes vannspeil i ønsket høyde.

Tilløp Vann i ei elv, tunnel, rør etc., og hvor dette munner ut i en sjø, et magasin, ei elv eller et kraftverk.

Tilløpstunnel Tunnel fra inntaket og ned til eller delvis ned (dersom tilløpsrør videre ned) til en kraftstasjon.

Tilløpsrør Rør fra inntak eller tilløpstunnel som leder vannet ned til kraftstasjon.

Tilsig Den vannmengden som tilføres en sjø, et magasin, ei elv eller en bestemt del av ei elv.

Transformator Apparat som omgjør elektrisk vekselstrøm med én spenning til vekselstrøm med en annen spenning.

Trykktap Tap av nyttbar energi pga. friksjon og andre tap i vannveien (falltap)

Turbin Maskin der vannet i et vannkraftverk føres inn på en eller flere skovler festet til en aksel slik at en får rotasjon som omsetter vannets energi til mekanisk energi.

Tørrår År med vesentlig mindre nedbør enn normalt.

U

Uregulert vassdrag Vassdrag som ikke er regulert, ref. Regulering.

Utløpstunnel Se avløpstunnel.

V

Vannkraftverk Kraftverk som omsetter vannets stillingsenergi til elektrisk energi.

Vannstandsregulator Styring som opererer etter vannstanden i inntaket.

Vannvei Fellesbetegnelse på tilløpstunnel/tilløpsrør, og avløpstunnel/avløpskanal.

Varegrind Rist som gjerne består av stålstaver i ramme, anbrakt foran vanninntaket for å hindre at ting som kan komme med vannet skal komme inn i turbin etc.

Vassdrag Sammenhengende system av elver fra utspring til hav, inklusive eventuelle innsjøer, snø- og isbreer.

Vekselretter Apparat som omformer likestrøm til vekselstrøm.

Vekselstrøm Elektrisitet der spenningen snus med regelmessige intervaller, vanligvis 100 ganger pr. sekund (dvs. 50 perioder eller Hertz [Hz] prk sekund).

Ventilkammer Rom i vannveien hvor ventil(er) for avstengning av vannvei er plassert.

Våtår År med vesentlig mer nedbør enn normalt.

Vanlige forkortelser:

Institusjoner

OED	Olje- og energidepartementet
MD	Miljøverndepartementet
DN	Direktoratet for naturforvaltning
NVE	Norges vassdrags- og energidirektorat

Noen vanlige forkortelser i kraftbransjen

m	meter	W	watt
m^3	kubikkmeter	kW	kilowatt (1000 W)
m^3/s	kubikkmeter per sekund	MW	megawatt
km	kilometer	Nathk	naturhestekraft
km^2	kvadratkilometer	kWh	kilowatt-time
moh.	meter over havet	MWh	megawatt-time (1000 kWh)
kr	kroner	GWh	gigawatt-time (1000 MWh)
NOK	norske kroner	TWh	terawatt-time (1000 GWh)
IRR	internrente	GRP	glassfiberarmert rør
NV	nåverdi	PE	polyetylen
V	volt	DN	nominell diameter (eks. DN500 = Ømm 500)
kV	kilovolt (1000 V)	PN	trykklasse (eks. PN6 = 60 mVs)

3 LOVER OG FORSKRIFTER – SAKSGANG

3.1 Generelt

Under er det gitt en summarisk oversikt over hovedtrekkene i saksgangen for små kraftverk. Det vises også til informasjon fra NVE som finnes på hjemmesidene. Spesielt nevnes at NVEs mal for konsesjonssøknad oppdateres jevnlig.

I medhold av vannressursloven er det, uavhengig av konsesjonsplikt, stilt sikkerhetskrav til vassdragsanlegg, deres eiere og planleggere og de som utfører dem. Alle dammer og rør skal vurderes og klassifiseres i henhold til sikkerhetsforskriften (Forskrift om sikkerhet og tilsyn med vassdragsanlegg, som trådte i kraft 1.1.2001) og forskrift om klassifisering av vassdragsanlegg (ikrafttreden 1.1.2001). Dammer/vassdragsanlegg som kan medføre fare for menneske, miljø og eiendom dersom de bryter sammen, blir klassifiserte i klasse 1, 2 eller 3. Andre anlegg blir plassert i klasse 0 (tidligere kalt uklassifiserte). De anleggene som har størst konsekvenser ved brudd, blir plasserte i klasse 3.

3.2 Saksgang – oppsummering

Denne veilederen omfatter kun små kraftverk (<10 MW). For større kraftutbygginger gjelder følgende grenser og regler:

- Utbyggingssaker større enn 10 MW krever avklaring i forhold til Samlet plan før det kan søkes konsesjon.

- Kraftutbygging og reguleringer eller overføringer som gir mer enn 40 GWh/år (eller mer enn 30 GWh dersom utbyggingen kommer i konflikt med miljø- eller samfunnsinteresser) økt energiproduksjon, behandles etter plan- og bygningslovens bestemmelser om konsekvensutredninger. Dette gjelder selv om installasjonen er <10 MW. Det samme gjelder dammer og andre anlegg for oppdemming eller varig lagring av vann dersom en ny eller supplerende mengde oppdemmet eller lagret vann overstiger 10 millioner m^3.

- I utbyggingssaker etter vannressursloven med installasjon større enn 10 MW, eller saker etter vassdragsreguleringsloven og industrikonsesjonsloven, skriver NVE en innstilling til OED. OED forbereder saken for regjeringen som eventuelt fatter vedtak om utbygging i form av en kongelig resolusjon.

- Vassdragsreguleringer eller overføringer som gir en økning med minst 500 naturhestekrefter (bestemmende år og fra trekk for alminnelig lavvannføring) krever konsesjon etter vassdragsreguleringsloven.

- Erverv av fallrettigheter som gir minst 4000 naturhestekrefter (median år uten fratrekk) krever konsesjon etter industrikonsesjonsloven. Dette gjelder ved kjøp, ved leie eller ved overdragelse. Erverv i slike tilfeller gis ikke til private.

De fleste små kraftverkene faller utenfor punktene ovenfor, og da blir saksgangen slik:

Aktivitet	**Ansvarlig**	**Kommentar**
Avklaring av rettigheter	Søker	Avtale om disponering av fallrettene må være avklart før søknad sendes NVE.
Skisseprosjekt	Søker	Foreløpige vurderinger av prosjektdesign,

		produksjon, utbyggingspris og miljøkonsekvenser. Status angående vernete områder, vernete vassdrag og Samlet plan for vassdrag (SP) må sjekkes.
Vurdering av konsesjonsplikt	NVE	Dersom utbyggingen ikke har konsekvenser for allmenne interesser, kan NVE gi fritak fra konsesjonsplikten. Dersom det gis konsesjonsfritak, gjelder bestemmelsene i plan- og bygningslove (pbl). Pbl forvaltes av kommunene når det gjelder byggetillatelse. Dersom det fastsettes konsesjonsplikt, må det søkes om konsesjon.
Innhente vurdering fra netteier vedrørende tilknytning til nettet	Søker/områdekonsesjonær	Et brev fra netteier, med en vurdering av kapasiteten på nettet, skal legges ved konsesjonssøknaden.
Utarbeidelse av konsesjonssøknad og dokumentasjon av biologisk mangfold	Søker/konsulent	Mal for konsesjonssøknad finnes på NVEs hjemmeside. Krav til innhold i biologisk mangfoldrapport finnes i NVEs veileder 2009:3 ”Kartlegging og dokumentasjon av biologisk mangfold ved bygging av småkraftverk (1-10 MW)”.
Klassifisering av dam og rør	Søker/konsulent	Vurdering av sikkerhet skal gjøres for alle anlegg (dammer og rør) uavhengig av konsesjonsplikten. Skjema ligger på NVEs hjemmeside.
Hydrologisk skjema	Søker/konsulent	Hydrologisk skjema skal fylles ut og sendes inn sammen med konsesjonssøknad (ligger på NVEs hjemmeside)
Høring og offentlig ettersyn	NVE	NVE sender søknaden på høring.
Avgjørelse om konsesjon etter vannressursloven og energiloven	NVE/fylkeskommunen	NVE avgjør om det skal gis konsesjon, hvilken alternativ løsning som eventuelt skal bygges og hvilke vilkår som settes for tillatelsen. Fra 1.1.2010 gjelder at for utbygginger mindre enn 1 MW, tas den endelige avgjørelsen om konsesjon av fylkeskommunen.
Detaljplan og internkontrollsystem	Søker/rådgiver	Før anleggsarbeidene kan starte, skal NVE godkjenne detaljplaner. Krav finnes på NVEs hjemmeside. Eier av kraftverket skal også ha et egnet internkontrollsystem (NVEs veileder 2005:2 ”Miljøtilsyn ved vassdragsanlegg”).
Avklaring i henhold til plan- og bygningsloven	Søker/kommunen	Mange småkraftverk ligger i områder som er avsatt til landbruk, natur og friluft (LNF) i kommuneplanens arealdel. Kommunen avgjør om den skal utarbeide reguleringsplan eller om det kan søkes om dispensasjon fra

		bestemmelsene.
Utslippstillatelse	Søker/Fylkesmannen	Forholdet til forurensningsloven skal være avklart. Fylkesmannen avgjør om det er nødvendig med egen tillatelse etter forurensningsloven.
Kulturminner	Søker/fylkeskommunen og Sametinget	Forholdet til kulturminneloven § 9 skal være avklart. Det vil si at kulturmyndighetene skal avgjøre om arbeidene kan gjennomføres med hensyn til automatisk fredete kulturminner.

3.3 Verneplan for vassdrag

Stortinget vedtok Verneplan for vassdrag i 1973, 1980, 1986, 1993 og 2005 (Verneplan I, II, III og IV og senere suppleringer). Verneplanen, som består av 387 objekter, omfatter ulike vassdrag som til sammen skal utgjøre et representativt utsnitt av Norges vassdragsnatur. Hensikten med verneplanen er å sikre helhetlige nedbørfelt med sin dynamikk og variasjon fra fjell til fjord. Vernet gjelder først og fremst mot kraftutbygging, men verneverdiene skal også tas hensyn til ved andre inngrep.

Stortinget vedtok i 2005 at det kan åpnes for konsesjonsbehandling av kraftverk med installert effekt opp til 1 MW i vernete vassdrag. Et unntak fra dette er Bjerkreimsvassdraget hvor grensen ble satt til 3 MW. Det er fortsatt en forutsetning at eventuelle utbygginger ikke skal svekke verneverdiene i vassdragene.

3.4 Samlet plan for vassdrag

Samlet plan for vassdrag (SP) er en nasjonal plan som omfatter det meste av større gjenstående mulige utbyggingsprosjekter. Kraftverk med en installert effekt <10 MW trenger nå ikke avklaring i forhold til SP, og kan konsesjonssøkes direkte. En nasjonal oversikt over prosjekter i SP er gitt i St.meld. nr. 60 (1991–92) med tilhørende vedleggskart. En mer detaljert beskrivelse av prosjektene er gitt i fylkesvise rapporter og i egne rapporter for hvert enkelt prosjekt. Rapportene kan bestilles hos DN. Prosjektene som omfattes av SP, er plassert i to kategorier etter konfliktgrad og økonomi. Prosjekter i kategori I kan det søkes om utbyggingstillatelse for, mens det ikke er anledning til å søke om konsesjon for prosjekter som er plassert i kategori II. Ved omarbeidelse av prosjekter i kategori II kan det imidlertid søkes om flytting til kategori I. Dette avgjøres av Direktoratet for naturforvaltning i samråd med NVE. Fra myndighetenes side blir det lagt vekt på at små kraftverk ikke skal utgjøre hindringer for utbygging av et større og samfunnsmessig bedre SP-prosjekt.

3.5 Vannressursloven

Alle vassdragstiltak som kan være til nevneverdig skade eller ulempe for allmenne interesser, må ha tillatelse (konsesjon) etter vannressursloven § 8. Dersom NVE har avgjort at det trengs slik konsesjon, eller dersom det på forhånd er klart at prosjektet berører allmenne interesser på en måte som medfører at det trengs konsesjon, må tiltakshaver sende konsesjonssøknad til NVE. Maler for konsesjonssøknad skal følges vil, og vil alltid ligge oppdatert på NVEs hjemmeside. Utkast til søknad sendes først NVE som vil melde tilbake om eventuelle behov for supplerende opplysninger eller endringer av søknaden. Også i konsesjonssøknaden er det viktig å gi opplysninger om miljøvirkningene av tiltaket, og beskrivelse av tiltak som skal tilgodese miljøet. Dette omtales nærmere under eget kapittel om miljø- og samfunnskonsekvenser.

3.6 Vurdering av konsesjonsplikten

Dersom det ikke er sikkert at utbyggingen berører nevneverdige allmenne interesser og dermed trenger konsesjon etter vannressursloven, kan NVE avgjøre konsesjonsplikten. Tiltakshaver må da sende en skriftlig orientering om planene til NVE. En orientering om hvilke opplysninger som NVE trenger for å vurdere konsesjonsplikten, følger av eget meldingsskjema som ligger som vedlegg til denne rapporten, og som også finnes på NVEs hjemmeside. Det er virkningene på de allmenne interessene (interesser nyttet til vassdragsmiljøet, landskap, friluftsliv o.l.) som skal vurderes. Det er derfor viktig at orienteringen gir en god beskrivelse av disse virkningene.

NVE avgjør konsesjonsplikten i samråd med Fylkesmannen og kommunen. NVE kan gi nærmere vilkår for konsesjonsfritak. Samtidig blir det avklart om tiltaket krever tillatelse fra fylkesmannen etter lakse- og innlandsfiskeloven.

I praksis vil de aller fleste nye kraftverk med installasjon over 1 MW være konsesjonspliktige. Tiltakshavere for slike kraftverk bør sende konsesjonssøknad til NVE uten først å be om å få avgjort konsesjonsplikten. Dette vil spare tid og ressurser både for tiltakshaver og myndighetene.

3.7 Vassdragsreguleringsloven

Loven gjelder for vannkraftprosjekter over en viss størrelse, og som vil endre vassdragets vannføring ved reguleringer og/eller overføringer eller ved pumping. Dersom vannføringen kan reguleres slik at det vinnes inn minst 500 naturhestekrefter ved reguleringen i ett anlegg eller 3000 naturhestekrefter i hele vassdraget, trenger utbyggingen konsesjon etter vassdragsreguleringsloven. Det er bare unntaksvis at utbygging av små kraftverk krever konsesjon i henhold til vassdragsreguleringsloven.

3.8 Industrikonsesjonsloven (ervervsloven)

Industrikonsesjonsloven er fra 1917, og har som formål å sikre at landets vannkraftressurser skal forvaltes til beste for allmennheten. Dette skal sikres gjennom offentlig eierskap på statlig, fylkeskommunalt og kommunalt nivå. I lovens § 1 heter det at ”uten tillatelse av Kongen (konsesjon) kan ingen andre enn staten med full rettsvirkning erverve eiendomsrett til vannfall (fall eller stryk) som ved regulering antas å kunne utbringes til mer enn 4000 naturhestekrefter”. Private kan heller ikke inngå leieavtale for fall dersom grensen på 4000 naturhestekrefter overskrides. Industrikonsesjonsloven kommer bare unntaksvis til anvendelse når det gjelder småkraftverk.

3.9 Plan- og bygningsloven

Plan- og bygningsloven (pbl) styrer og samordner areal- og ressursbruken i kommunen. Kommunen må derfor kontaktes for å få avklart tiltaket i forhold til arealplaner for området. Kommunen avgjør om det skal utarbeides reguleringsplan for prosjektet, eller om det kan gis dispensasjon fra kommuneplanens arealdel dersom bestemmelsene ikke uten videre åpner for bygging av små kraftverk.

Utbyggingsprosjekter som er gitt konsesjon etter vannressursloven, vassdragsreguleringsloven, industrikonsesjonsloven eller energiloven, er unntatt fra byggesaksbehandling. Hvis utbyggingen ikke er konsesjonspliktig, må kommunen behandle tiltaket som byggesak etter pbl.

Etter pbl skal det alltid utarbeides melding og konsekvensutredning for prosjektet dersom produksjonen er større enn 40 GWh pr. år eller har magasin på over 10 mill. m^3. For prosjekter mellom 30 og 40 GWh gjelder bestemmelsene om konsekvensutredning dersom utbyggingen kommer i konflikt mede vesentlige miljø- eller samfunnsinteresser. En fullstendig opplisting av disse interessene er gitt i forskrift om konsekvensutredninger med hjemmel i pbl.

3.10 Energiloven

Dersom spenningen på anlegget er over 1000 volt, er tiltaket konsesjonspliktig etter energiloven. I slike tilfeller må det sendes søknad til NVE om anleggskonsesjon. Dersom det også skal søkes om konsesjon etter vassdragslovgivningen skal søknaden etter energiloven innarbeides i denne.

3.11 Andre aktuelle lover

Utbyggingsplanene vil i mange tilfeller også bli behandlet etter andre lover, eksempelvis:

Oreigningsloven
Normalt vil en utbygger ordne forholdet til andre rettighetshavere ved minnelige ordninger. Går ikke dette, kan det søkes om ekspropriasjon etter oreigningsloven idet vannressursloven ikke gir slik rett. Betingelsen for ekspropriasjon er at inngrepet "tvillaust er til meir gagn enn skade".

Kulturminneloven
Forholdet til kulturminneloven § 9 skal være avklart. Det vil si at kulturmyndighetene skal avgjøre om arbeidene kan gjennomføres med hensyn til automatisk fredete kulturminner. Kulturminneloven forvaltes regionalt av fylkeskommunen, med unntak av samiske kulturminner som forvaltes av Sametinget.

Forurensningsloven
Forurensningsmyndigheten, som i slike saker er Fylkesmannen, kan etter søknad gi tillatelse til virksomhet som kan medføre forurensning. Når det gjelder utbygging av småkraftverk, er det primært anleggsfasen som kan medføre forurensning, og hvor det må innhentes tillatelse. For å utforme en slik søknad benyttes skjema som fås hos Fylkesmannen.

Lakse- og innlandsfiskeloven
Lakse- og innlandsfiskeloven kommer først og fremst til anvendelse når utbyggingstiltaket ikke krever tillatelse etter vassdragslovgivningen. Dette vil i praksis si konsesjonsfrie små kraftverk. Forskrift om fysiske tiltak i vassdrag med hjemmel i lakse- og innlandsfiskloven gjelder for slike tiltak. Det er da forbudt, uten tillatelse fra Fylkesmannen, å gjennomføre ulike tiltak i vassdrag som kan være til skade for fisk og ferskvannsorganismer.

4 HYDROLOGI

4.1 Det hydrologiske ressursgrunnlaget

Når det skal etableres et kraftverk ønsker utbygger å utnytte vannet på en best mulig måte. Forholdene i elva legger føringer for dimensjonering og valg av tekniske løsninger for kraftverket. Elver er ofte svært forskjellige, og tilpassing til lokale forhold er derfor viktig. Sammen med fallhøyden er de hydrologiske forholdene bestemmende for produksjonen og dermed lønnsomheten i utbyggingen. Videre er det kraftverkets dimensjoner som bestemmer kraftverkets virkninger på hydrologi og miljø.

Kunnskap om hydrologien i vassdraget er derfor et naturlig utgangspunkt for den som planlegger bygging av kraftverk. Hydrologisk dokumentasjon er dessuten påkrevet både for vurdering av konsesjonsplikt og i en eventuell konsesjonssøknad.

Hydrologiske beregninger bør utføres av konsulent med hydrologisk kompetanse.

4.2 Variasjoner i tilgangen på vann

4.2.1 Tilgjengelig vannmengde

Når man ser på den gjennomsnittlige vannmengden over året, er det store variasjoner avhengig av hvor i Norge man er. Fordelingen er i stor grad styrt av nedbørprosessene. Kartet i Figur 1 viser gjennomsnittlig årlig avrenning i mm/ år. Kartet refererer til et gjennomsnitt for normalperioden 1961–1990. I sum for hele landet er midlere årlig nedbør i underkant av 1500 med mer. Av dette fordamper omkring 350 mm, slik at gjennomsnittlig avrenning blir 1140 mm (”Avrenningskart for Norge. Årsmiddelverdier for avrenning 1961-90”. NVE-dokument 2-2002).

Kartet viser at kystnære områder har høyere avrenning enn områder lenger inn i landet. Avrenningen i kystområdet øker raskt med avstanden fra havet og er større enn 4000 mm/år i de fuktigste områdene på Vestlandet og i Nordland. Øst for vannskillet avtar avrenningen. I Østlandsområdet og på Finnmarksvidda ligger avrenningen stort sett mellom 250-1000 mm. I de tørreste områdene i landet er avrenningen mindre enn 250 mm/år.

4.2.2 Vannføringsvariasjoner over året

Vannføringens naturlige variasjoner gjennom året er også av stor betydning for drift og lønnsomhet til et kraftverk. Kommer vannet når behovet for kraft er stort og prisene er høye? I norske vassdrag vil sesongvariasjonene i vesentlig grad avhenge av avstanden fra kysten, høyde over havet og breddegrad. Det sesongmessige variasjonsmønsteret danner grunnlaget for inndeling i hydrologiske regimer som vist i Figur 2. Kartet er grovt og må betraktes som veiledende. Hvilket regime et konkret prosjekt tilhører må vurderes spesielt med utgangspunkt i avrenningskarakteristika for aktuelt nedbørfelt.

4.2.3 Kunnskap om det hydrologiske ressursgrunnlaget i kraftverkets nedbørfelt

Når det hydrologiske ressursgrunnlaget skal beskrives, tar man utgangspunkt i målinger av vannstand/vannføring. NVE har i drift et hydrologisk stasjonsnett som blant annet inneholder vel 550 stasjoner for vannstand/vannføring. I tillegg finnes det data fra flere stasjoner som er nedlagt, men som likevel kan være av interesse ved planlegging av kraftverk. Alle data er lagret på NVEs hydrologiske database HYDRA II. Stasjonenes beliggenhet er blant annet tegnet inn på NVE-Atlas (atlas.nve.no).

Opplysninger om alle vannføringsstasjoner som eksisterer eller har eksistert i hele Norge er samlet i tre rapporter:

- Vannføringsstasjoner i Midt- og Nord-Norge, NVE-Oppdragsrapport 2005:18
- Vassføringsstasjonar på Vestlandet, NVE-Oppdragsrapport 2006:17
- Vannføringsstasjoner på Østlandet og Sørlandet, NVE-Oppdragsrapport 2007:2

I disse rapportene er det blant annet gitt en samlet oversikt over alle vannføringsstasjoner med nedbørfelt mindre enn 20 km², og stasjoner med dataserier som er lengre enn 50 år. Rapportene kan bestilles fra biblioteket i NVE eller lastes ned via internett.

For småkraftverk finnes det i de aller fleste tilfeller ikke hydrologiske målinger i nedbørfeltet som skal bygges ut. Analysene må derfor basere seg på en dataserie fra en representativ sammenligningsstasjon. Sammenligning av kraftverkets og sammenligningsstasjonens feltparametere er viktig i denne sammenheng. Kriterier for valg av representativ sammenligningsstasjon er beskrevet under. I tillegg belyses verdien av å utføre direkte målinger i vassdraget.

Det er også utarbeidet et skjema for dokumentasjon av hydrologiske forhold, som skal benyttes ved søknader om utbygging av småkraftverk. Dette finner en på: www.nve.no under informasjon ”Om små kraftverk”.

4.2.4 Nedbørfelt og feltegenskaper

Med kraftverkets nedbørfelt menes det arealet som avgir vann til kraftverkets inntak. Et nedbørfelt beskrives ofte ved hjelp av feltparametere som areal, avrenning, innsjøprosent eller effektiv innsjøprosent, høydeforhold, breprosent, snaufjellprosent og hydrologisk regime. Alle disse forholdene er med på å bestemme feltets hydrologi og er således relevante for å kunne utnytte vannet til kraftproduksjon.

4.2.5 En representativ sammenligningsstasjon

En representativ sammenligningsstasjon bør ha feltparametere som er noenlunde sammenfallende med kraftverkets nedbørfelt. Dersom sammenligningsstasjonen har større nedbørfelt eller større effektiv sjøprosent betyr det at vannføringen jevnes ut og at selvreguleringsevnen er større. Dette gir seg videre utslag i at varighetskurven (Figur 14) kan gi et for optimistisk bilde av hvor mye vann som faktisk kan nyttes til kraftproduksjon. Snaufjellprosenten er også med på å bestemme hvor rask responsen i feltet er. Videre er høydeforhold og hydrologisk regime avgjørende for hvordan vannføringen fordeler seg over året. Er det hyppige regnflommer om høsten eller dominerer en snøsmelteflom om våren? Er lavvannsperioden lang og sammenhengende i vinterhalvåret når strømforbruket er størst, eller er det sommeren som byr på de laveste vannføringene? Dersom det er bre av betydning i nedbørfeltet, er det viktig å ta hensyn til dette fordi breen avgir betydelige mengder vann om sommeren i motsetning til nedbørfelt uten bretilsig.

Datakvalitet og lengde på serien er også med å bestemme hvilken stasjon som velges. Helst 20–30 år med data bør ligge til grunn. Stasjonens felt må være uregulert slik at dataene gjenspeiler de naturlige vannføringsvariasjonene i nedbørfeltet.

4.3 Direkte måling av vannføring

Det anbefales å foreta direkte målinger i utbyggingsvassdraget i minst 3 til 5 år for å redusere usikkerhetene ved å benytte en sammenligningsstasjon. Slike målinger kan gi bedre innsikt i forholdene både når det gjelder totalavrenningen og variasjonene gjennom året. I tilfeller der det ikke finnes en egnet representativ stasjon, er direkte målinger eneste utvei for å få innsikt i de hydrologiske forholdene. Basert på direkte målinger kan det gjøres korrelasjonsberegninger mot andre, lengre måleserier med overlappende måleperiode. På denne måten kan man kartlegge hvilken målestasjon som best representerer hydrologien i det aktuelle utbyggingsfeltet, både når det gjelder langtidsavrenning (normalavløp) og variasjoner over året.

Kostnadene for bygging og drift av målestasjoner må beregnes i hvert enkelt tilfelle. Det anbefales å benytte fagmiljøer med god hydrologisk kompetanse til både planlegging, etablering og drift av en målestasjon for vannstand/vannføring.

4.3.1 Prinsippet for en målestasjon

Måling av vannføring i et vassdrag skjer ved registrering av *vannstanden* over tid på et egnet målested. Prinsippet bygger på at det er et entydig forhold mellom vannstand og vannføring på målestedet, og dermed kan registrerte vannstander konverteres til vannføringer via en funksjon eller kurve (kalt vannføringskurven). Et eksempel på en slik kurve er vist i Figur 3. For å få en god vannføringskurve, må man foreta fysiske målinger av vannføringer ute i vassdraget ved både lave, middels og høye vannstander. For å få en representativ måleserie av vannføringen i vassdraget, bør det foretas registrering av vannstanden med en datalogger over en periode på minst tre til fem år og helst lenger hvis mulig. Dette bør gjøres for å unngå at en for eksempel kun har målinger fra en periode med mange tørre eller svært fuktige år.

Vannstanden måles oppstrøms bestemmende profil. Det er mange forhold som må være oppfylt for å få et godt bestemmende profil. Vannflaten ved målestedet må være rolig. Laveste og høyeste vannstand må være lett å registrere og endring i vannføring må gi raskt utslag på høydeskalaen. Det må være stabile grunnforhold i profilet og stabile hydrauliske forhold ved stor og liten vannføring. Isforholdene må være gunstige. Det bør helst være isfritt. Adkomst til målestedet bør være lett.

Finner man ikke et sted i elva med et naturlig bestemmende profil kan man bygge en måledam. En slik løsning anbefales normalt ikke, da den er både komplisert og kostbar å bygge. Fordelen kan være at hvis profilet blir riktigbygd, for eksempel med riktig v-form er det en allerede kjent sammenheng mellom vannstand/vannføring slik at det ikke er nødvendig med vannføringsmålinger (Figur 4). Slike måledammer krever også vedlikehold for å fungere godt over tid.

4.3.2 Instrumentering av målestasjonen

Det er viktig å montere en fastmerkebolt som er referansen for høydemålingene på stasjonen. Den bør settes så nær stasjonen som mulig og i fast fjell. Den kan enten referere til et lokalt eller et offisielt høydesystem (Figur 5).

Videre må det monteres en datalogger og/eller en skala. Vannstanden kan enten avleses manuelt på en skala festet i vannet, eller man kan benytte et selvregistrerende instrument (datalogger med eller uten fjernoverføring). Det siste er å anbefale da man vil kunne få god tidsoppløsning og en kontinuerlig historikk over vannstanden. Ved valg av målested og plassering av måleutstyr er det viktig å ta hensyn til at både små og store vannføringer blir registrert. Oppløsningen på registrert vannstand bør være så god som mulig og registreringshyppigheten må være minst en gang i døgnet. For å få hyppige vannstandsmålinger, anbefales datalogger framfor manuelle avlesninger.

4.3.3 Måling av vannføring

Det finnes i dag flere metoder for måling av vannføring. Felles for dem alle er at målingene må utføres av kvalifisert personell og med egnet utstyr. Metoden avhenger av elvas størrelse, hydraulikk og tilgjengelighet.

4.3.4 Bruk av den etablerte dataserien

Ved hjelp av en representativ stasjon kan man etablere en dataserie som beskriver tilsiget til kraftverket. Dette gjøres ved å multiplisere vannføringsdataene i m^3/s fra den representative serien med forholdet mellom normalvannføringen i m^3/s (midlere årsavløp for perioden 1961–90) for henholdsvis kraftverkets og den representative stasjonens nedbørfelt.

Den etablerte dataserien kan brukes direkte til å illustrere forventede variasjoner i vannføringen for kraftverket. Dataserien kan også brukes til å finne gunstig turbinytelse. Valg av optimal turbin er et spørsmål om balansen mellom å utnytte mest mulig av vannmengden og kostnadene ved ulike typer maskiner.

Dataserien kan også benyttes for å beregne faktisk nyttbart vannvolum for kraftverket. For kraftverk uten magasin vil en når vannføringen er større enn kraftverkets maksimale slukeevne få flomtap. Tilsvarende vil en få et vanntap når vannføringen er mindre enn den minste vannføringen turbinen kan nytte seg av.

4.4 Tilrettelegging av hydrologiske data. Eksempler.

Observasjoner og registreringer over en lang periode er grunnlaget for kunnskap om ressursgrunnlaget. Tilrettelegging av hydrologiske data er illustrert ved å ta utgangspunkt i forholdene ved stasjonene 82.4 Nautsundvatn i Guddalsvassdraget og et høyereliggende felt i innlandet 16.75 Tannsvatn i Skiensvassdraget. Nautsundvatn ligger i Sogn og Fjordane og ligger i et overgangsregime, mens Tannsvatn er et høytliggende felt med et typisk innlandsklima. Figur 6 viser kart over de 2 nedbørfeltene med tilhørende feltparametere.

4.4.1 Tilgjengelig vannmengde

Ved hjelp av avrenningskartet (Figur 1) kan man beregne gjennomsnittlig vannmengde for et hvilket som helst nedbørfelt i Norge. Avrenningskartet bruker normalperioden 1961–1990 som referanseperiode og har en usikkerhet på minst ± 20 %. For små nedbørfelt (< ca. 20 km^2) er usikkerheten ofte større. Det er fornuftig å sjekke avrenningskartet i området hvor det er planlagt et inngrep mot observerte data fra nærliggende målestasjoner. Det vil gi et bedre grunnlag for vurdering av usikkerheten.

For Nautsundvatn beregner avrenningskartet en middelavrenning på ca. 96 l/s km^2, som gir en normalvannføring på 18,9 m^3/s. For Tannsvatn gir avrenningskartet 23 l/s km^2 som tilsvarer 2,67 m^3/s. Beregnet middelvannføring for perioden 1961–90 basert på observerte data fra stasjonene gir henholdsvis 18,8 m^3/s og 2,64 m^3/s. Det tilsier at avrenningskartet gir gode estimater for disse to nedbørfeltene.

Eksempelet over viser også at i middel over mange år har kystfeltet Nautsundvatn mer enn 4 ganger så mye vann tilgjengelig pr. arealenhet (l/s km^2) sammenlignet med innlandsfeltet Tannsvatn.

4.4.2 Sesongvariasjoner

Figur 7 viser hvordan vannføringen varierer gjennom året. Sesongvariasjonene er illustrert ved å midle døgnvannføringene (flerårsmiddel) for perioden 1961–1990. For innlandsfeltet Tannsvatn er det i middel størst vannføring i smelteperioden om våren, mens Nautsundvatn, som ligger i et overgangsregime relativt nær kysten, har en jevnere fordeling gjennom året. For begge felt kan lavvannsperioder inntreffe både sommer og vinter, for Tannsvatn er imidlertid lavvannsperioden utover vinteren årviss fordi det meste av nedbøren da faller som snø.

Figur 8 viser at for Nautsundvatn forekommer flommer både sommer, høst og vinter, mens det vår og forsommer er mindre risiko for flom. For Tannsvatn er det vårflommer som dominerer, men flommer forekommer også sommer og høst.

Variasjonene av vannføring gjennom året er med på å sette fokus på en sentral problemstilling: Har vi nok vann til riktig tid? I kystfeltet kommer det fram at selv om vannføringen varierer mye fra en dag til en annen, så er ikke variasjonene gjennom året like framtredende som for innlandsfeltet. Det betyr for eksempel at et kraftverk nær kysten vil kunne ha en større andel av kraftproduksjonen om vinteren enn et kraftverk i innlandet, i hvert fall når det er rene elvekraftverk, dvs. at kraftverket ikke har magasiner.

Figur 8 viser gjennomsnittet over en lang periode. Vannføringene for et enkelt år kan se helt annerledes ut. Eksempler på dette er vist i Figur 9.

4.4.3 Variasjoner fra år til år

Avrenningskartet gir som sagt et bilde på hvor mye vann man har til rådighet i gjennomsnitt. Avrenningen kan imidlertid variere ganske mye fra år til år slik som Figur 10 viser. I disse eksemplene varierer vannføringen mer enn 50 % i forhold til middelavrenningen. For et kraftverk uten magasin av betydning, må man regne med omlag like stor variasjon i produksjon fra år til år.

Figur 10 illustrerer også at flere vannfattige eller flere vannrike år kan komme etter hverandre. De økonomiske marginene i et prosjekt må derfor ta høyde for at kraftverket i oppstartsårene kan ha tilsig lavere enn gjennomsnittet over en lang periode. Videre illustreres også betydningen av å bruke tilstrekkelig mange år med data. Dette er viktig for å få en realistisk middelverdi. I tillegg kommer langtidsvariasjonene tydeligere fram.

4.4.4 Representativ målestasjon, betydningen av nedbørfeltets størrelse

For å illustrere hvordan et relativt stort nedbørfelt utjevner vannføringen i større grad enn et lite felt er observasjoner fra målestasjonene 82.4 Nautsundvatn og 80.4 Ullebøelv sammenlignet. Nedbørfeltet til Ullebøelv er 8,4 km² og for Nautsundvatn 196 km². Disse nedbørfeltene grenser mot hverandre og er vist på kart i Figur 11. I Figur 12 er vannføring i l/s km² vist for de to stasjonene gjennom en høstperiode.

Både feltet til Ullebøelv og Nautsundvatn strekker seg fra omkring 2–300 til ca. 900 moh., Ullebøelv har en større andel av feltet over 5–600 moh., slik at andelen snaufjell her er nesten 80 %, mens den er drøyt 40 % for Nautsundvatn. Samtidig er det relativt større innsjøer i nedbørfeltet til Nautsundvatn (effektiv innsjøprosent 2,7 %) enn i feltet til Ullebøelv (effektiv innsjøprosent ca. 1,1 %). Disse forholdene, sammen med størrelsen av nedbørfeltet, fører til at vannføringen pr arealenhet varierer mer fra dag til dag i Ullebøelv enn for Nautsundvatn. Midlere årsavrenning (1961–90) er imidlertid omtrent den samme, med 100 l/s km² i Ullebøelv og 97 l/s km² for Nautsundvatn.

Figur 12 illustrerer at flomtoppene målt i l/s km² jevnt over er større i Ullebøelv enn for Nautsundvatn. Samtidig synker vannføringen også raskere slik at lavvannføringene blir mindre i Ullebøelv.

Det vil si at ved bruk av et relativt stort nedbørfelt ved planlegging av småkraftverk, vil en stå i fare for å undervurdere den vannmengden som går tapt under flom, samtidig vil en undervurdere antall dager kraftverket må stå fordi tilsiget er mindre enn minste slukeevne. Dette er også kommentert under kapitlet om bruk av varighetskurver. Bruk av ”feil” grunnlag vil også kunne påvirke størrelsen på et eventuelt minstevannføringspålegg.

4.5 Varighetskurven og beregning av nyttbart produksjonsvolum

En varighetskurve viser hvor stor andel av tiden vannføringen er større eller mindre enn en viss verdi. Alle de daglige vannføringene i tidsserien er sortert fra høyeste til laveste verdi. Med utgangspunkt i varighetskurven kan det utledes kurver som viser hvor stor del av vannmengden som tapes ved flom eller som går tapt fordi tilsiget er mindre enn kraftverkets minste slukeevne. Det kan utarbeides varighetskurver både for sesonger og hele året.

4.5.1 Bruk av varighetskurven for å dimensjonere et kraftverk

Varighetskurven er et godt hjelpemiddel for å finne driftstid og å dimensjonere et kraftverk. Med dimensjonering menes her ved hvilke vannføringer turbinen kan produsere kraft,dvs. største og minste slukeevne. Når et kraftverk skal planlegges, må derfor kostnadene ved valgt turbintype og størrelse veies opp mot forventet produksjon. Produksjonen er på sin side avhengig av hvor stor del av den tilgjengelige vannmengden som kan nyttes.

Nedenfor er det vist et eksempel på tolkning av en varighetskurve. Figur 13 viser varighetskurve (den røde kurven) for hele året med utgangspunkt i dataserien til 80.4 Ullebøelv. Ofte plottes varighetskurver med relative vannføringer på y-aksen, det vil si vannføring i prosent av middelavløpet. For å gjøre grafen lettere å lese er figuren ”kuttet” for vannføringer større enn 3 ganger middelavløpet.

For Ullebøelv er daglige data fra nesten 40 år (1971–2007) benyttet. Middelvannføringen for denne perioden er 0,87 m^3/s. Den røde kurven, varighetskurven, viser at i omkring 27 % av tiden har vannføringen vært større enn middelavløpet, det vil si at vannføringen har vært større enn 0,87 m^3/s i gjennomsnitt ca. 100 dager/ år. Videre har vannføringen vært større enn 2 ganger middelavløpet eller ca. 1,7 m^3/s, i gjennomsnitt ca. 15 % av tiden (ca. 55 dager/ år).

Figur 13 inneholder også en blå kurve kalt ”slukeevne”. Denne viser hvor stor del av den totale vannmengde et kraftverk kan utnytte avhengig av turbinens maksimale slukeevne. Eksempelvis vil en turbin som er dimensjonert for å utnytte 2 ganger middelvannføringen, kunne utnytte i gjennomsnitt 66 % av den totale vannmengde til kraftproduksjon fra feltet til Ullebøelv. De resterende 34 % vil gå tapt ved flommer. Imidlertid forutsetter dette at kraftverket kan gå uansett hvor lav vannføringen er. Dette er som regel ikke tilfelle. Verdien må korrigeres for tapt vann i den tiden turbinen må stå på grunn av for lite tilsig. Til dette kan man benytte den grønne kurven i Figur 13, ”sum lavere”. Denne viser hvor stort del av vannmengden som går tapt når vannføringen underskrider kraftverkets minste slukeevne. Eksempelvis vil omkring 10 % av vannet gå tapt dersom kraftverket må stanse når vannføringen underskrider 50 % av middelvannføringen, eller 25 % av slukeevnen.

Med dette eksempelet ville kraftverket kunne nyttiggjøre seg 56 % av den totale vannmengde (34 % flomtap og 10 % lavvannstap). En eventuell minstevannføring er ikke medregnet og må også trekkes fra. Et lite inntaksmagasin vil kunne redusere flomtapet og øke den nyttbare vannmengden.

Bruk av data fra Nautsundvatn (Figur 14) i stedet for fra Ullebøelv gir, med samme forutsetninger som i eksempelet over, et estimert flomtap på ca. 20 %. Dermed øker estimatet for den vannmengde som kan nyttes til kraftproduksjon fra 56 % til nesten 70 %. Det skyldes at Nautsundvatn, som beskrevet tidligere, har et større nedbørfelt og en mer utjevnet vannføring enn Ullebøelv.

4.6 Vannføringer i lavvannsperioden

Ved vurdering av blant annet minstevannføringspålegg er det viktig å ha opplysninger om lavvannføringer fra feltet som planlegges utbygd. I den norske vannressursloven § 10 heter det blant annet:

- Ved uttak og bortledning av vann som endrer vannføringen i elver og bekker med årssikker vannføring, skal minst den alminnelige lavvannføring være tilbake.

- I konsesjon til uttak, bortledning eller oppdemming skal fastsetting av vilkår om minstevannføring i elver og bekker avgjøres etter en konkret vurdering.

Alminnelig lavvannføring beregnes ut fra data fra en representativ målestasjon. En bør ha minst 15–20 år med data (”Lavvannskart for Norge”; NVE-oppdragsrapport A, 2008:5). Alminnelig lavvannføring blir beregnet fra data som dekker hele året, og kan ikke beregnes for sesonger.

I kystnære strøk vil som regel de laveste vannføringene forekomme om sommeren. I slike felt vil alminnelig lavvannføring være en alminnelig lav sommervannføring. I brevassdrag, i høyfjellet og mange steder i innlandet er imidlertid de laveste vannføringene vanligvis seint på vinteren. Her vil derfor alminnelig lavvannføring ofte være en ualminnelig lav sommervannføring.

Det betyr at når en også skal ta hensyn til økologiske forhold i vassdraget ved bestemmelse av minstevannføring, er det også behov for sesongbaserte lavvannføringer. Det beregnes derfor 5-persentiler for sommer- og vintersesong. Det vil si den vannføringen som underskrides i gjennomsnitt 5 % av tiden på henholdsvis vinteren og sommeren. Vintersesongen er som regel definert som 1. oktober til 30. april og sommersesongen som 1. mai til 30. september.

Ved bruk av data fra Ullebøelv og Nautsundvatn, som begge ligger i et overgangsregime (se Figur 2), er alminnelig lavvannføring beregnet til ca. 4 og 5 l/s km². Ullebøelv, som både har et mindre felt og mindre andel innsjøer i feltet, har lavest verdi. At forskjellen mellom dem ikke er større, skyldes sannsynligvis at de ligger i et nedbørrikt område, hvor langvarige tørkeperioder er sjelden. Til sammenligning er 5-persentil for Ullebøelv for sommersesongen omkring 6 l/s km², mens den er på nivå med alminnelig lavvannføring i vintersesongen.

I tillegg til beregning av lavvannsverdier ved hjelp av en representativ stasjon, er det mulig å gjøre slike beregninger også basert på feltkarakteristika som beskrevet i blant annet rapporten ”Lavvannføring – estimering og konsesjonsgrunnlag”, NVE-rapport Miljøbasert vannføring, 2002:1. Det er i NVE også igangsatt et arbeid med utvikling av en GIS basert applikasjon for beregning av lavvannsverdier (”Lavvannskart for Norge”; NVE-oppdragsrapport A, 2008:5). Dette vil og kunne bli et verdifullt supplement ved slike beregninger i årene framover.

4.7 Flomvannføringer

Ved planlegging av et kraftverk er det viktig også å vurdere flomforholdene. Dette må gjøres av hensyn til dimensjonering av inntaksdam, plassering av kraftverk og vurdering av for eksempel erosjonsforhold. For å vurdere flomstørrelser benyttes ofte data fra aktuell representativ stasjon. Det er svært stor variasjon i flomforhold i Norge, både med hensyn til sesong og intensitet.

Midlere flom er definert som gjennomsnittet av største vannføring hvert år i løpet av en lang årrekke. For eksempel er midlere flom for målestasjonen 16.75 Tannsvatn, som ligger i indre deler av Telemark, drøyt 200 l/s km², mens den er nesten 1300 l/s km² for målestasjonen 80.4 Ullebøelv, som ligger nord for Sognefjorden.

Vanligvis utføres flomanalyser ved bruk av døgndata. Flomverdiene for Tannsvatn og Ullebøelv, som er referert over, er døgnmidler. For små felt med liten selvregulering, vil maksimalvannføringen under flom kunne være 2–3 ganger større enn døgnmiddelet.

I NVE-Veileder 2006:2; ”Små dammer. Veileder for planlegging, bygging og vedlikehold” er blant annet flomforhold beskrevet mer detaljert. I den veilederen finner en og råd om dimensjonering av flomløp. Det anbefales at flomanalyser utføres av personer med god hydrologisk kompetanse.

4.8 Usikkerhet i det hydrologiske grunnlaget

Det hydrologiske grunnlaget inneholder flere kilder til usikkerhet som utbygger bør være klar over:

- Avrenningskartet som estimerer gjennomsnittlig avrenning, har en usikkerhet på minst ± 20 %. I små felt kan usikkerheten være større.
- Det hydrologiske datagrunnlaget baserer seg på målinger av vannstand som deretter omregnes til vannføring ved bruk av en vannføringskurve. Vannføringskurven er vanligvis basert på et antall samtidige observasjoner av vannstand og fysiske vannføringsmålinger ute i elva. Det er usikkerhet knyttet til både vannstandsregistrering og ved omregning av vannstand til vannføring via vannføringskurven.
- Det er også usikkerhet knyttet til valg av representativ sammenligningsstasjon. Dersom nedbørfeltene til sammenligningsstasjonen og kraftverket har ulik selvreguleringsevne eller ulik fordeling av vann over året, vil en kunne ”bomme” både ved dimensjonering av kraftverkets slukeevne og ved beregning av flom- og lavvannføringer.
- Usikkerheten knyttet til små felt (< ca. 20 km²) nevnes spesielt. For små felt er det spesielt vanskelig å finne gode sammenligningsstasjoner, blant annet fordi det er et begrenset antall målestasjoner med små nedbørfelt. Bruk av sammenligningsstasjon med ”for stort” nedbørfelt, vil ofte føre til at en både underestimerer flomtap og antall dager kraftverket må stå som følge av for lite tilsig.

4.8.1 Redusering av usikkerheten

Ved å utføre målinger over flere år i det aktuelle feltet kan usikkerheten reduseres. Det er imidlertid viktig at målinger blir gjennomført på en kvalitetsmessig god måte. Dette gjelder både ved eventuell bygging av måledam, oppfølging av målestasjonen under drift og ved bearbeiding av dataene i ettertid.

Usikkerheten kan også reduseres ved å utføre analyser med flere metoder. For eksempel ved beregning av lavvannføringer, både å:

- analysere data fra flere representative stasjoner
- benytte modeller basert på nedbørfeltkarakteristika

4.9 Virkninger på hydrologi og miljøhydrologiske forhold.

Småkraftverk utnytter ofte relativt konsentrerte fall i et lite vassdrag. Det er ofte et mindre sidevassdrag som bygges ut. Av og til er det flere småkraftverk med utløp relativt nær hverandre i samme hovedelv/hovedvassdrag. Det er nesten alltid et lite inntaksmagasin/basseng, men det er sjelden lagt opp til magasinering av vann. Inntaksmagasinet/bassenget bidrar til gode driftsforhold.

Det er avgjørende for lønnsomheten at turbinen er avpasset best mulig til vannføringsvariasjonene i elva. For å kunne gjøre et godt valg er det derfor viktig med gode hydrologiske opplysninger. Når vannføringen er større enn kapasiteten for turbinen vil vann renne forbi i det naturlige elveløpet. Når vannføringen er mindre enn kapasiteten vil elva være tilnærmet tørr dersom det ikke er pålagt en minstevannføring. I tillegg vil turbinen måtte stå dersom vannføringen er mindre enn den minste vannføring turbinen rent teknisk kan utnytte.

Dette fører til at elva mellom inntaket og utløpet av kraftstasjonen vil være tilnærmet tørrlagt i perioder, eventuelt ha pålagt minstevannføring.

Ved vurdering av hydrologiske forhold og miljøhydrologiske virkninger deles vassdraget i tre hovedområder:

- Ovenfor inntaket
- Mellom inntaket og utløpet fra kraftstasjonen
- Nedenfor utløpet fra kraftstasjonen.

Hydrologi og miljøhydrologiske forhold omfatter her følgende parametere:

- Vannstand og vannføring
- Grunnvann
- Isforhold
- Vanntemperatur
- Sediment- og materialtransport, erosjon

Beslutning om utbyggingens omfang og størrelse, enten den er konsesjonspliktig eller ikke, vil være avhengig av

- Totale kostnader
- Inntekter, dvs. kraftproduksjon
- Virkninger på miljøet

Her er en riktigst mulig vurdering av hydrologiske forhold helt avgjørende.

Produksjonsmessig og samfunnsmessig vil det kunne være fornuftig å etablere et reguleringsmagasin også i tilknytning til små kraftverk. Dette vil blant annet redusere flomtap og problemer knyttet til is- og sedimentforhold.

4.10 Overflatehydrologi

Kunnskap om vannføringer er en forutsetning for all planlegging av vannkraftverk og for vurdering av virkninger på miljøet. Naturlige overflatehydrologiske forhold i feltet dokumenteres ved å analysere data fra den representative stasjonen man har valgt.

4.10.1 Ovenfor inntaket

Ovenfor inntaket blir det ingen vannføringsendringer med mindre det er planlagt andre inngrep, som magasin, overføringer etc., lengre opp i vassdraget.

4.10.2 Mellom inntaket og utløpet av kraftstasjonen, minstevannføring og restvannføring

På strekningen mellom et inntak/inntaksdam og utløpet fra et kraftverk vil vannføringen bli redusert. For å se hvor stor denne endringen blir plottes vannføringen før og etter den planlagte utbyggingen. Vannføringen rett nedstrøms inntaket reduseres med opp til største slukeevne for turbinen. Ved vannføringer opp til denne verdien blir elva nedenfor tilnærmet tørr. Ved vannføringer mindre enn turbinen rent teknisk kan utnytte, vil vannet gå i elva dersom det ikke finnes magasineringsmuligheter. Er det magasineringsmuligheter vil vann kunne lagres og brukes i mer kortvarige kjøringer med vannføring tilpasset turbinen.

Eventuelle vatn og kulper på denne strekningen vil få redusert vannstand. Dette kan kompenseres ved å etablere terskler.

Dersom tiltaket ikke er konsesjonspliktig er det krav om en minstevannføring som tilsvarer alminnelig lavvannsføring. Dersom det gjennomføres en konsesjonsvurdering fastsetter myndighetene et minstevannføringskrav. Dette er vanligvis et miljøbasert minstevannføringskrav som vektlegger de naturlige vannføringsvariasjoner.

4.10.3 Nedenfor utløpet fra kraftstasjonen

Vannføringen vil ikke påvirkes nedenfor utløpet fra kraftstasjonen dersom det ikke er magasineringsmuligheter. Reguleringsmagasiner medfører at vannføringen nedstrøms kraftverket blir noe utjevnet over året i forhold til naturlige variasjoner, men kan også medføre unaturlige store endringer dersom de brukes til å holde igjen vann til kortvarige kjøringer med større vannføring (effektkjøring).

4.11 Markvann og grunnvann

På strekningene der vannføringen blir redusert kan dette medføre periodevis redusert kapasitet i grunnvannsforekomster som kommuniserer med vassdraget. Normalt vil minstevannføringskravet være tilstrekkelig til å ivareta hensynet til grunnvannstanden og til eventuelle grunnvannsuttak langs vassdraget.

4.12 Isforhold

For å kunne vurdere mulige endringer i isforholdene er det en forutsetning å ha kjennskap til de nåværende isforhold i hele vassdraget, helst i forskjellige typer vintre. Nedenfor er omtalt generelle virkninger ved etablering av småkraftverk i vassdrag som vanligvis islegges.

4.12.1 Ovenfor inntaket

Isforholdene ovenfor inntaksområdet vil ikke endres med mindre det er overføringer fra andre vassdrag eller andre grener av vassdraget. Isforholdene ovenfor inntaksområdet er imidlertid helt avgjørende for isforholdene i selve inntaksområdet og bør derfor undersøkes nærmere.

I en strømmende elv produseres sarr, som er små iskrystaller, når det er tilstrekkelig kaldt. Sarret lagres i elveleiet og avsettes på bunnen som bunnis og isdammer. På rolige partier dannes overflateis og etter hvert vil det meste av elva kunne islegges. Ved væromslag eller økning i vannføringen kan isen løsne og forårsake isgang. Ismassene fra isgangen kan danne iskorker som forårsaker oversvømmelser oppstrøms eller skader langs elva.

4.12.2 Inntaksområdet

Etableringen av en inntaksdam vil kunne skape problemer i isforholdene i inntaksområdet. Dette kan skje selv om det ikke er registrert isproblemer i vassdraget tidligere. Spesielt vil is og sarr som føres med elva og tidligere passerte videre nedover, kunne stoppe opp i inntaksområdet. Det avhenger av istilførselen ovenfra, størrelse og utforming av inntaksdam og inntak, samt værforholdene, om dette vil gi problemer. Dersom inntaksdammen ikke er islagt, vil grinda i sterk kulde og vind kunne være utsatt for underkjøling og tilfrysing.

Generelt vil et stort inntaksmagasin og god dykking av inntaket være gunstig for å redusere eller til og med unngå isproblemer knyttet til tilførselen av vann til kraftstasjonen.

4.12.3 Mellom inntak og utløp av kraftstasjonen.

Om vinteren må en regne med at strekningen mellom inntaket og utløpet i lange perioder bare har tilsig fra restfeltet og eventuell pålagt minstevannføring. Dette kan føre til at elveleiet stedvis fylles opp med svellis og kan forårsake oversvømmelse. Ved skiftende værforhold og rask økning i vannføringen kan isen løsne og skape vansker nedstrøms. Tilsig fra og isforhold i eventuelle sidebekker vil også kunne påvirke isforholdene.

4.12.4 Nedenfor utløpet av kraftstasjonen

Nedenfor utløpet av kraftstasjonen vil det bli råk, større eller mindre avhengig blant annet av lokale forhold og av driftsvannføringen.

4.13 Vanntemperatur

Ved små kraftverk uten reguleringsmagasin påvirkes vanntemperaturen som regel mest på den utbygde strekningen mellom inntak og utløp fra kraftstasjonen. Virkningen avhenger av om vanntemperaturen ved inntaket har oppnådd likevekt med lufttemperaturen. Dette avhenger igjen av avstanden vannet har tilbakelagt i friluft fra vannkilder med vesentlig annen temperatur enn lufta, slik som bresmelting, snøsmelting eller grunnvann.

Er det omtrent likevekt ved inntaket vil det normalt bli små forandringer i vanntemperaturen på elvestrekningen mellom inntak og utløp. Dersom det er mange dype kulper eller elva går i et gjel, er det observert at døgnvariasjonene reduseres på grunn av innblanding på strekningen gjennom kulpene. Middeltemperaturen gjennom døgnet blir derimot lite endret.

Dersom vanntemperaturen ved inntaket er vesentlig lavere enn lufttemperaturen, på grunn av kort vei fra kalde kilder, vil en om sommeren få en større oppvarming på strekningen mellom inntak og utløp. Tilsvarende vil grunnvann være en ”varm” kilde om vinteren, og vannet på den berørte strekningen blir raskere avkjølt. I begge tilfeller vil døgnvariasjonene øke.

Vanntemperatur fra sidebekker i området mellom inntak og utløp vil kunne dominere vanntemperaturen nedstrøms samløpene.

Vanntemperaturen i driftsvannet endres generelt lite på veien mellom inntak og utløp, men om sommeren kan en få oppvarming dersom vannet transporteres i mørke rør som er eksponert for sollys. Det vanlige er nedgravde rør eller tunneler Om sommeren går en derfor glipp av den oppvarmingen en ville fått dersom

vannet hadde fulgt elveløpet. Dette vil også påvirke vanntemperaturen i elva et stykke nedenfor utløpet fra kraftstasjonen.

Et inntaksmagasin vil dempe døgnvariasjoner i vanntemperaturen, særlig hvis inntaket er dypere enn et par meter og lengden på dammen er mer enn anslagsvis 50 m. Dette vil avhenge av størrelsen på vannføringen. Det blir størst utjevning av temperaturen ved kombinasjonen av liten vannføring, stort magasin og dypt inntak. Ved relativt store magasiner blir utjevningen merkbar over flere døgn. Igjen forplanter virkningen seg nedstrøms kraftverksutløpet.

4.14 Materialtransport og erosjon

Uttak av driftsvann fra planlagt inntak/ inntaksdam via rør/ tunnel til kraftstasjon reduserer vannføringen nedstrøms dammen, slik at transportkapasiteten for sedimenttransport reduseres.

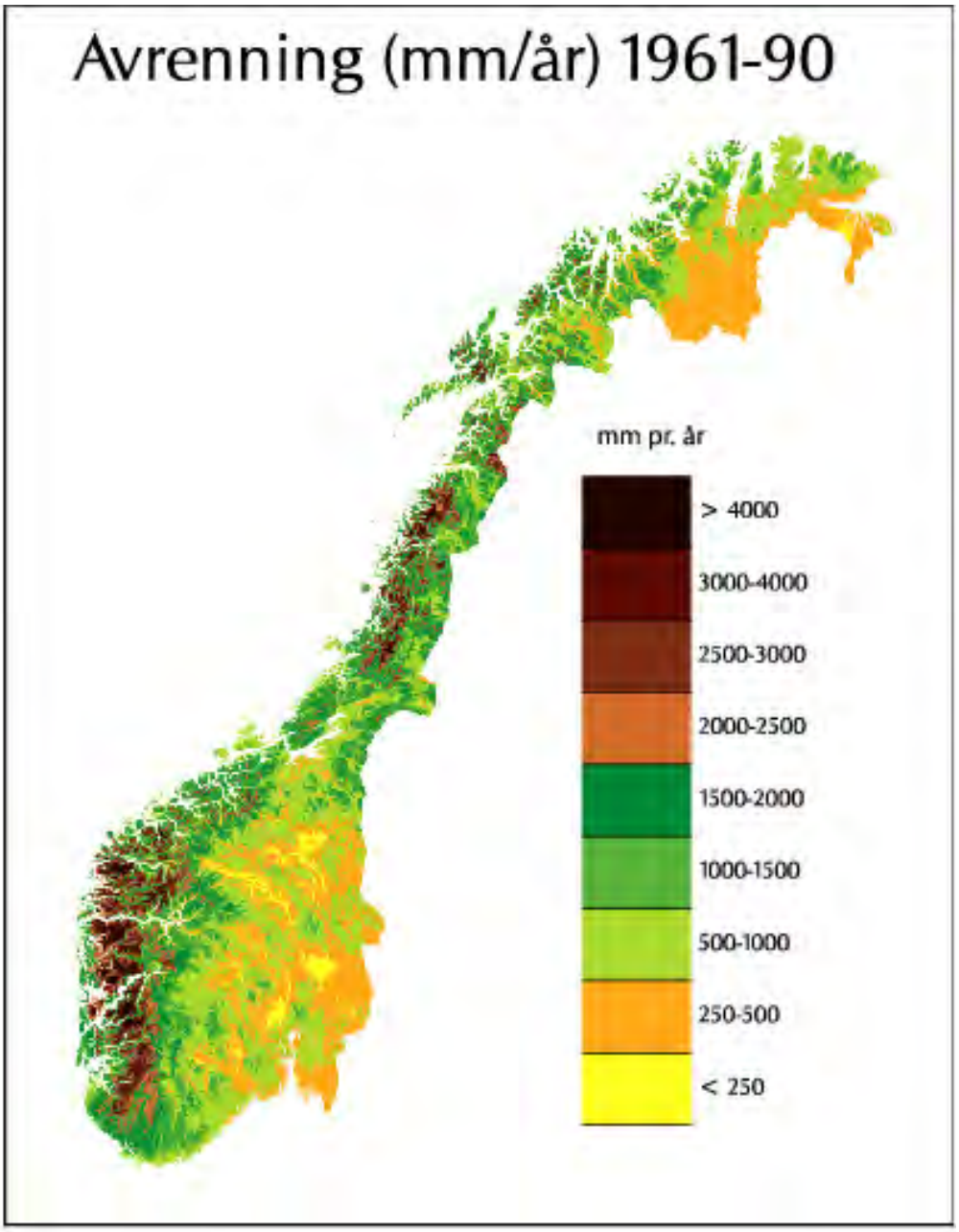
Tilførsel av sedimenter på denne strekningen kan føre til avsetning av materiale i visse fraksjoner slik at sammensetningen av bunnsedimentene endres. I visse vassdrag kan endringene bli så store at bunnen hever seg i forhold til det opprinnelige bunnprofilet. I bratte vassdrag med hyppige flommer/overløp og liten sedimenttilførsel kan transportkapasiteten etter inngrep være tilstrekkelig til å unngå opphoping av sedimenter.

I områder med tynt morenedekke eller bart fjell vil det være små problemer med sedimenter, men der hvor det er tilførsel fra breer eller andre sedimentkilder i feltet, bør konsekvensene vurderes.

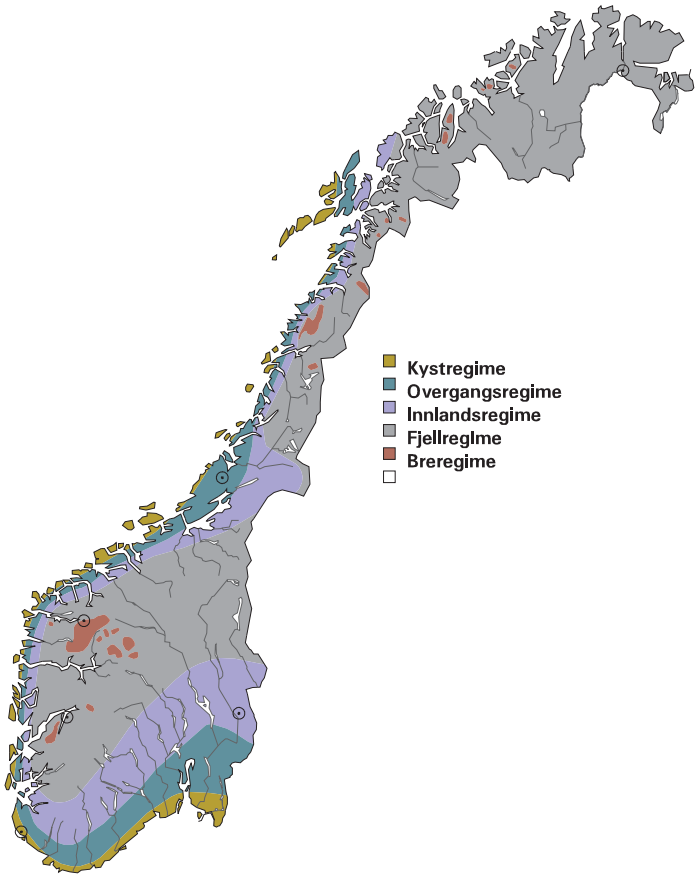
Frekvens og metode for tømming av sedimenter må vurderes ut fra sedimenttransporten oppstrøms inntaksmagasinet. Spyling av sedimentasjonsbasseng vil kunne være uheldig i forhold til avsetning av sedimenter nedstrøms. I forbindelse med prosjekter hvor vannføringen nedstrøms inntaket reduseres vil den negative effekten forsterkes ytterligere på grunn av redusert transportkapasitet. Ved tømming av sedimenter bør deponering på landsiden vurderes.

Opphopning av sedimenter og endring av bunnsedimentenes sammensetning har svært ofte innvirkning på fiskens gyteforhold. Bunndyr og vannvegetasjon kan også påvirkes. Det har vist seg at dette over tid kan få en negativ effekt for fisken.

Det må unngås at det oppstår erosjonsproblemer i forbindelse med tilbakeføring av driftsvann til elveløpet.



Figur 1.
Avrenningen i Norge 1961–1990. NVE dokument 2002:02, Avrenningskart for Norge.



Kystregime: Dominerende sommerminimum og høy avrenning høst og vinter.

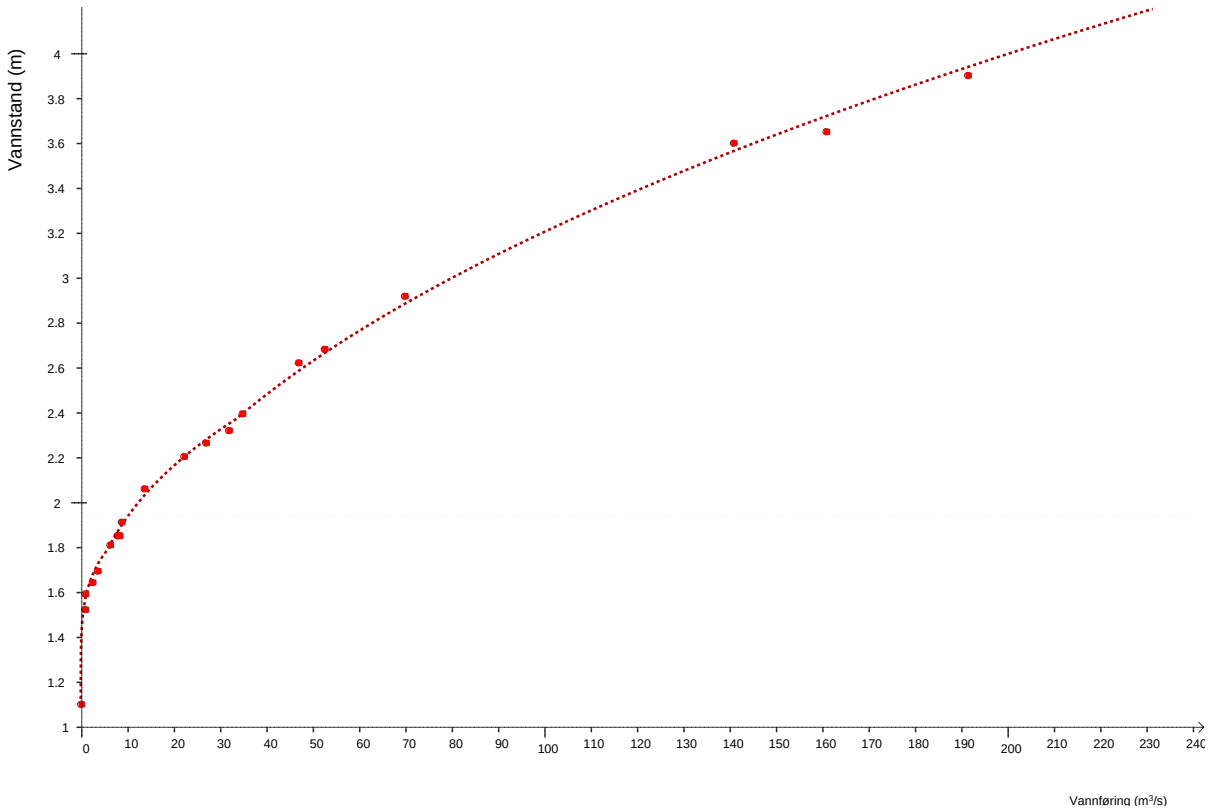
Overgangsregime: Lavvannsperioder både sommer og vinter. Markerte perioder med høy avrenning både vår og høst.

Fjellregime: Dominerende vårflom og lavvannsperiode om vinteren.

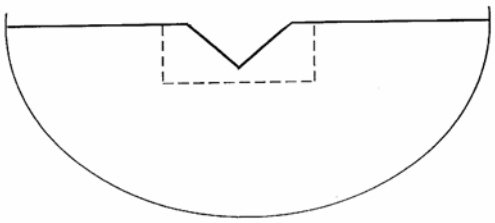
Innlandsregime: Dominerende vårflom og lavvann om vinteren, men en periode om høsten med høyere avrenning.

Breregime: Dominerende smelteflom om sommeren og lavvannsperiode om vinteren.

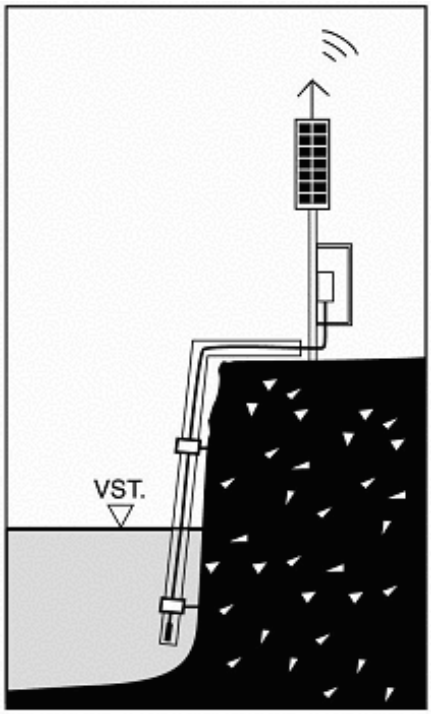
Figur 2.
Utbredelse og beskrivelse av hydrologiske regimer i Norge.
(Ref: Gottschalk, L., Jensen, J.L., Lundquist, D., Solantie, R., Tollan, A., 1979. Hydrologic regions in the Nordic countries. Nordic Hydrology, 10, 273-286.)

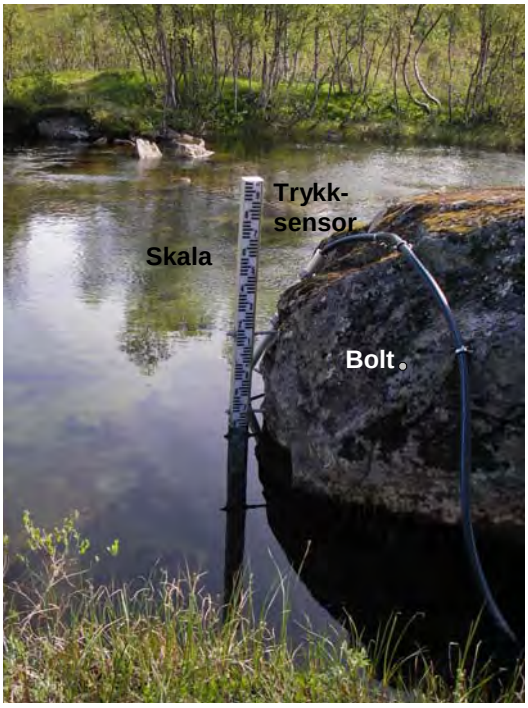


Figur 3. Eksempel på vannføringskurve. Y-aksen viser vannstand i m og x-aksen vannføring i m³/s. De røde punktene viser vannføringsmålinger som er utført i felt, mens vannføringskurven som er utledet fra disse målingene er vist med rød stiplet strek.

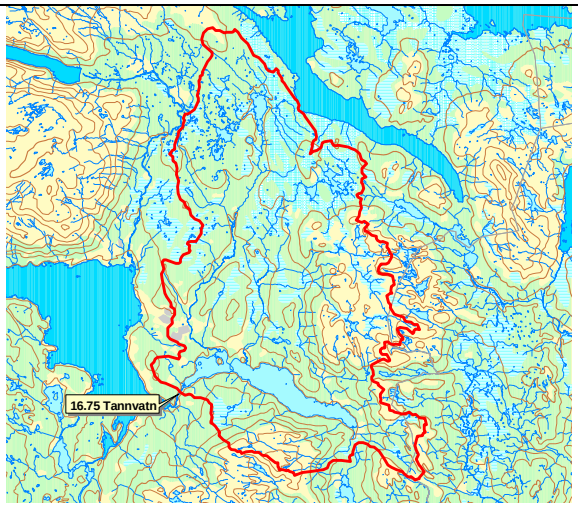


Figur 4 Bestemmende v-formet profil i en kunstig måledam.

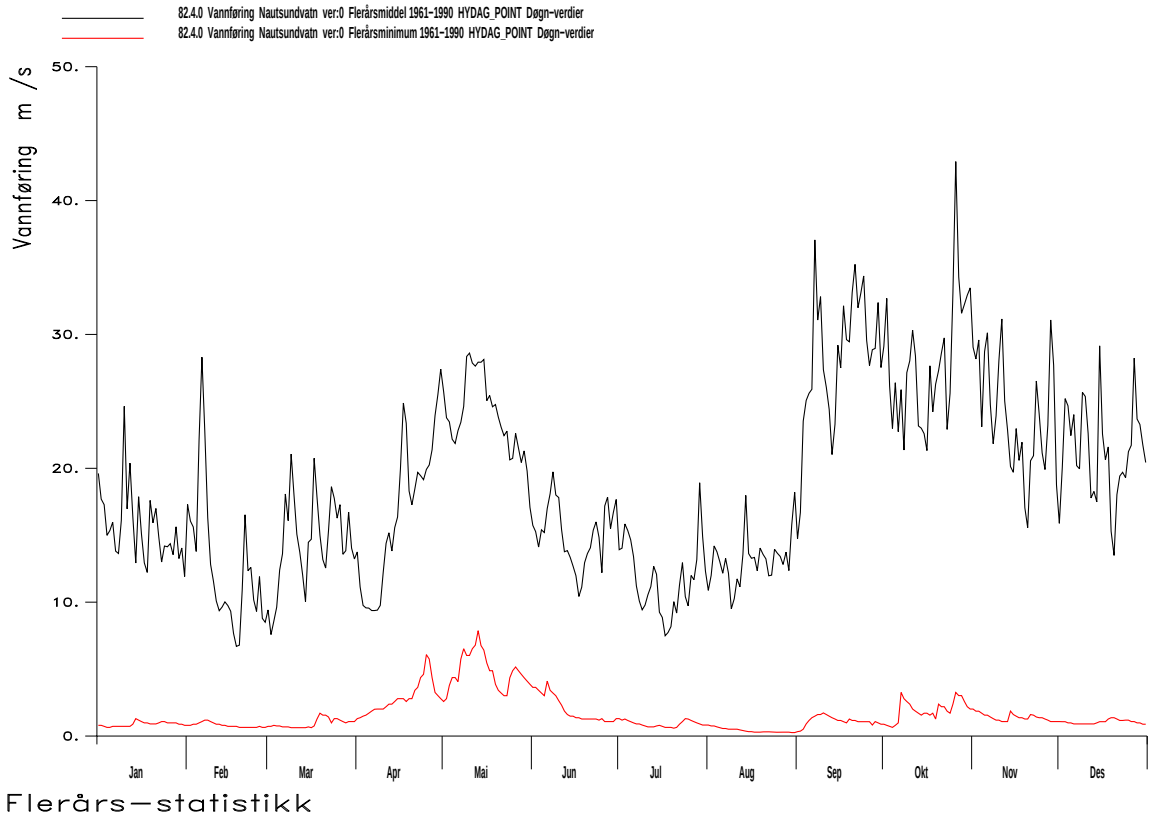


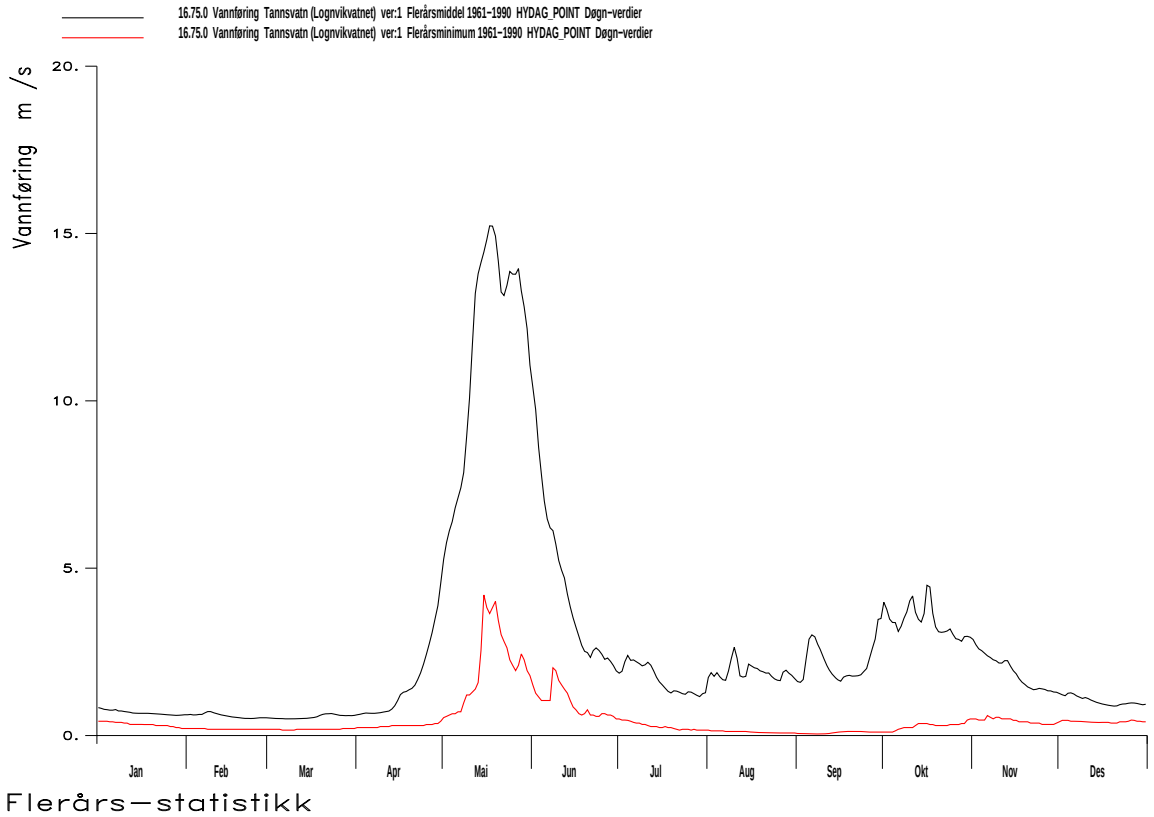


Figur 5. Skisse av målestasjon med logger, trykkcelle og utstyr for fjernoverføring av data, og et eksempel på en målestasjon utstyrt med trykksensor, skala og fastmerkebolt.

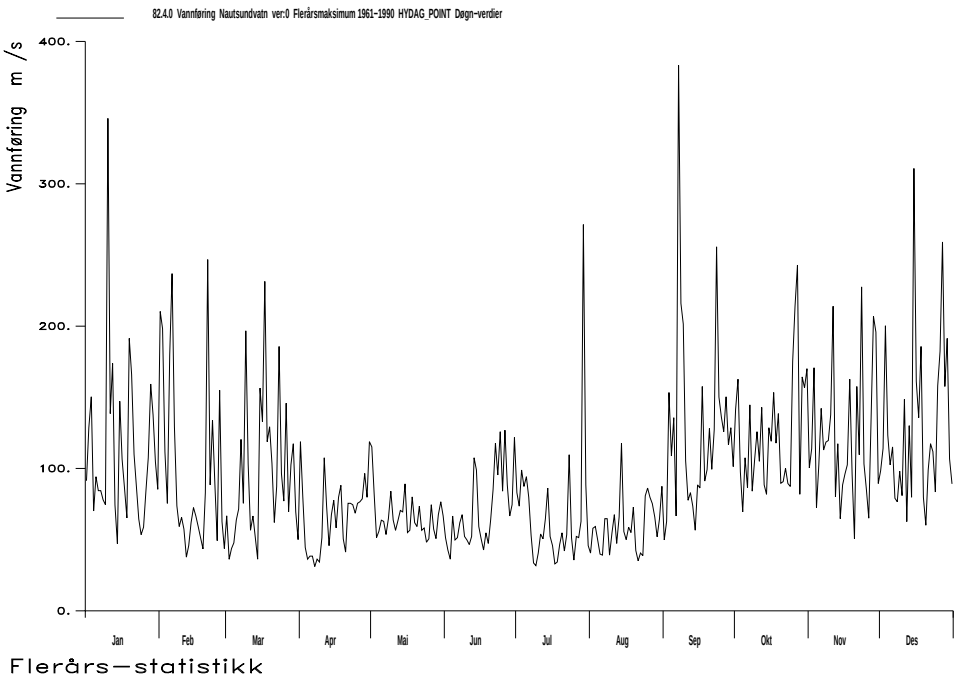
	82.4 Nautsundvatn: Areal: 196 km^2 Effektiv sjøprosent: 2,7 % Fjell: 42 % Høyde: 43–906 moh Normalavløp 1961–90 fra avrenningskartet (q_N): 96 l/s km²
	**16.75 Tannsvatn:** Areal: 117 km^2 Effektiv sjøprosent: 4,6 % Fjell: 17 % Høyde: 697 –1287 moh Normalavløp 1961–90 fra avrenningskartet (q_N): 23 l/s km²

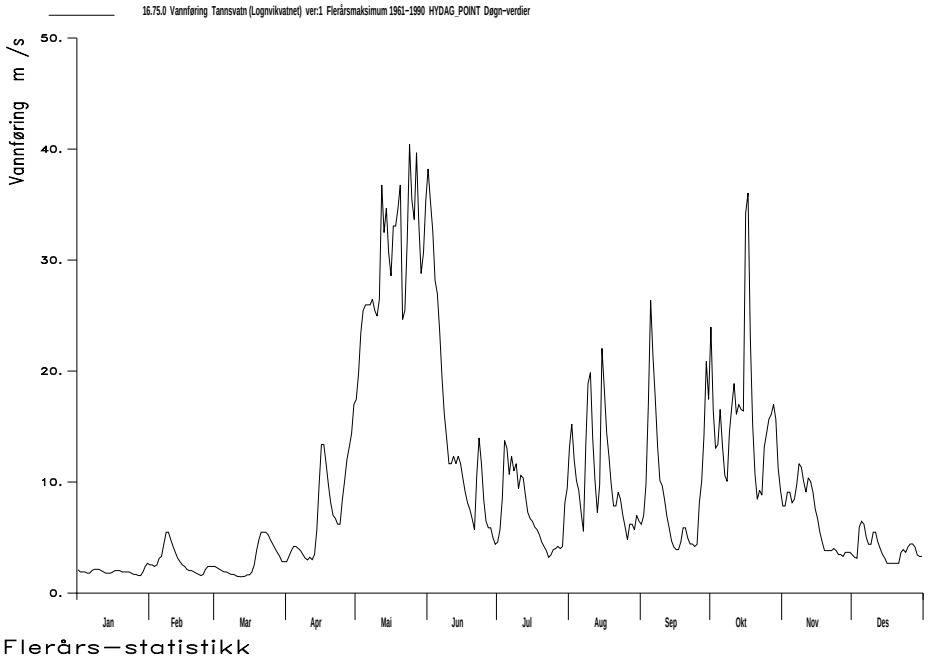
Figur 6. Nedbørfelt og feltegenskaper til målestasjonene Nautsundvatn og Tannsvatn.



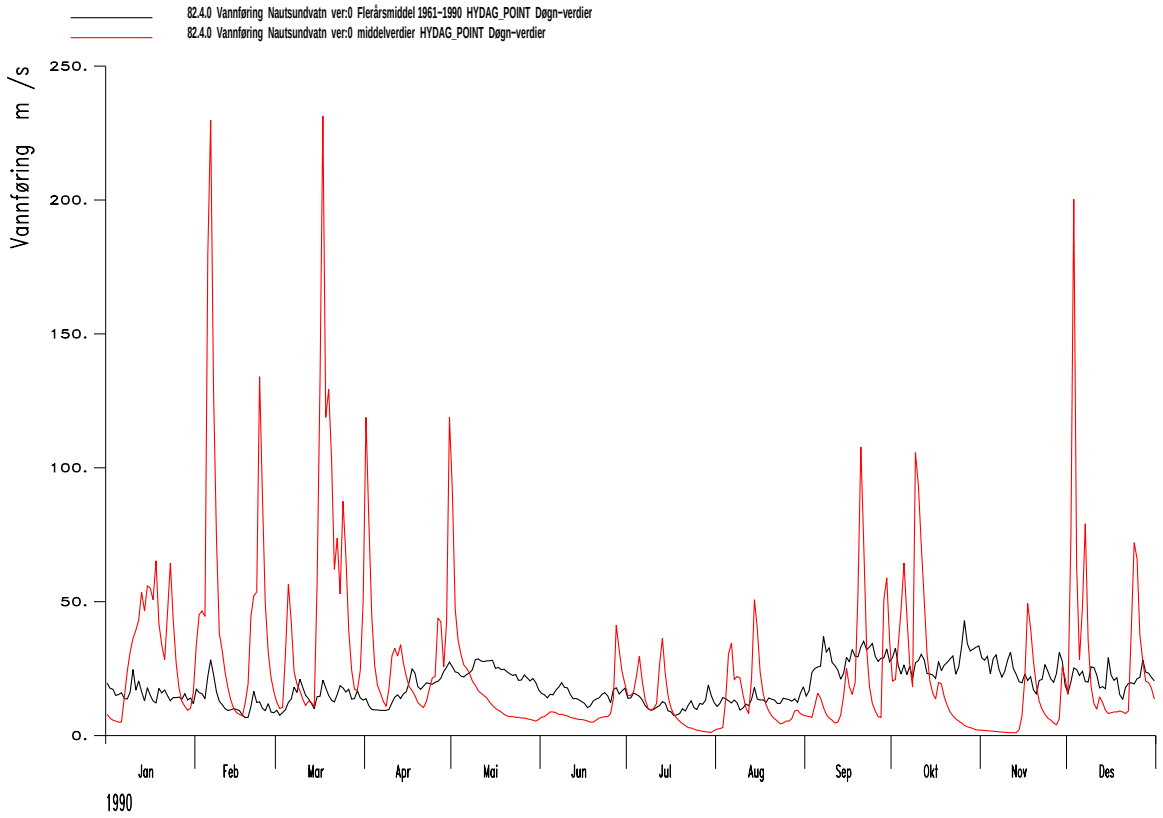


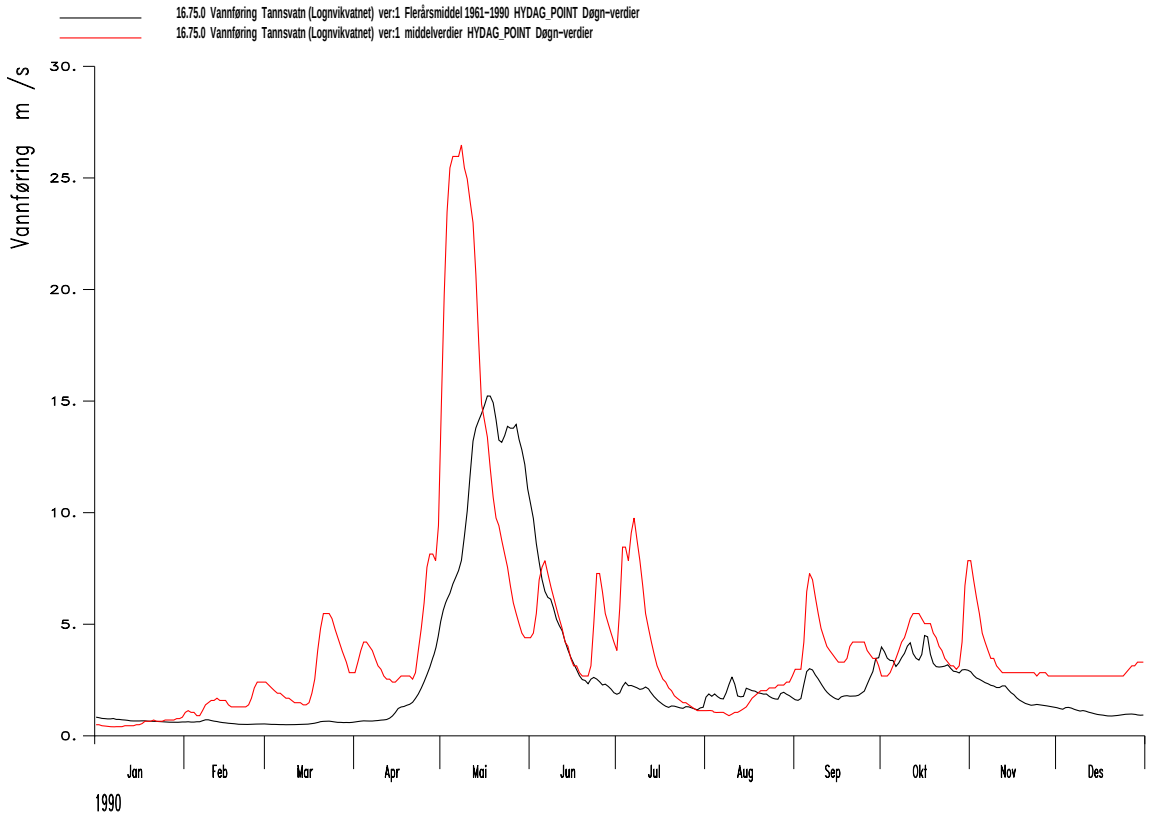
Figur 7. Midlere (flerårsmiddel) og minste (flerårsminimum) vannføring i m³/s hver dag i løpet av en 30-års periode for Nautsundvatn (øverst) og Tannsvatn (nederst).



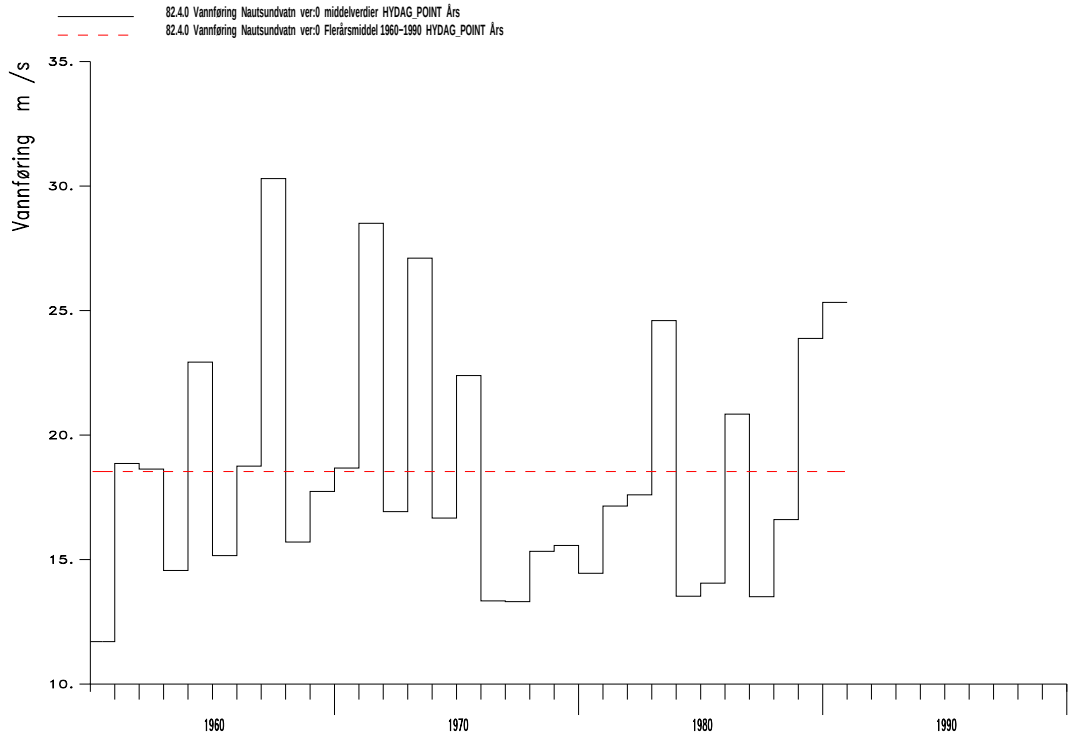


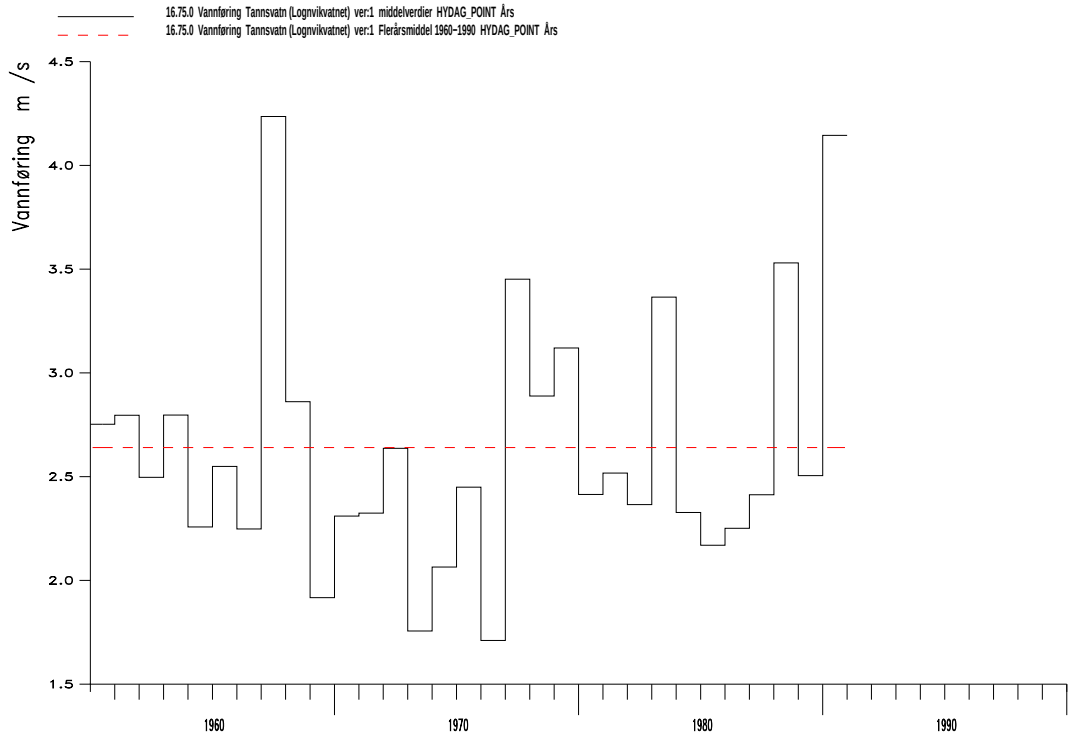
Figur 8. Største (flerårsmaksimum) vannføring i m³/s for hver dag i løpet av en 30-års periode for Nautsundvatn (øverst) og Tannsvatn (nederst).





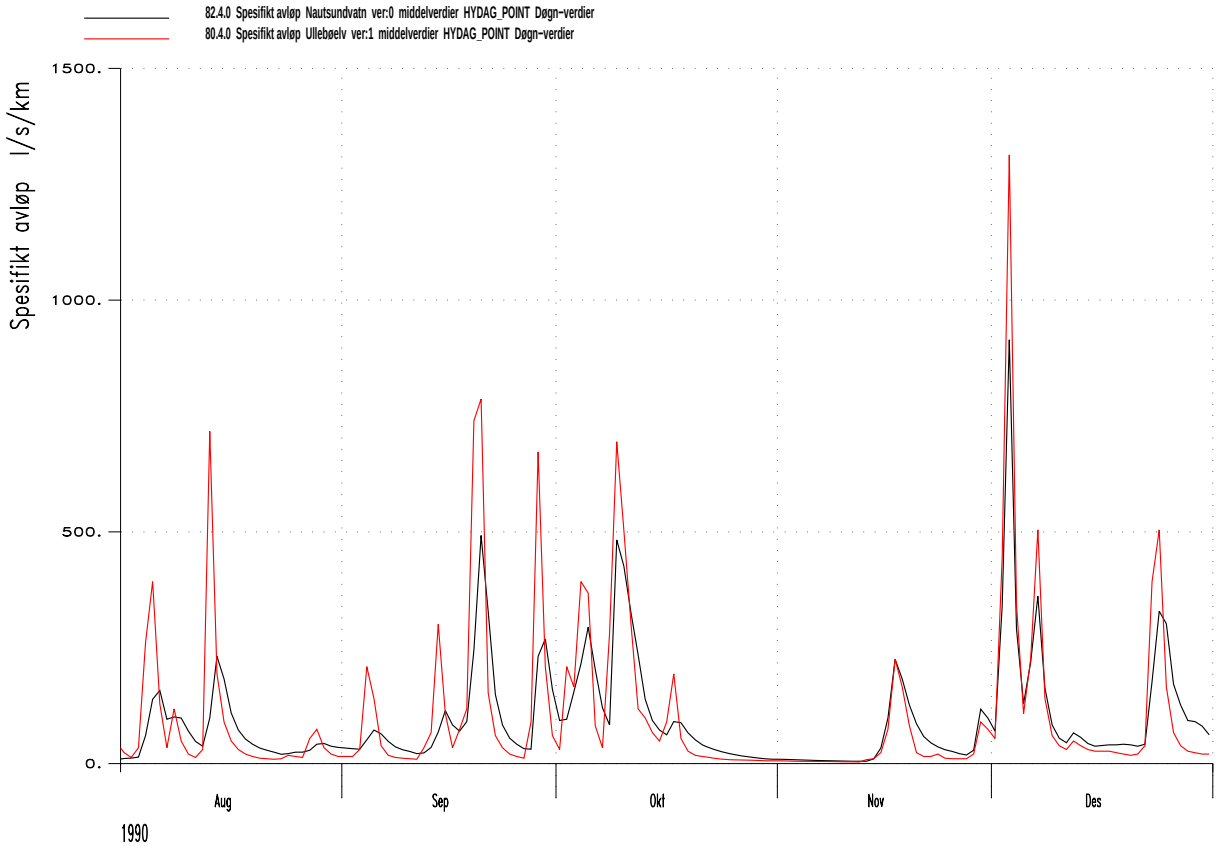
Figur 9. Vannføringsvariasjoner i m³/s for året 1990 (rød) sammen med flerårsmiddel (svart) for Nautsundvatn (øverst) og Tannsvatn (nederst).



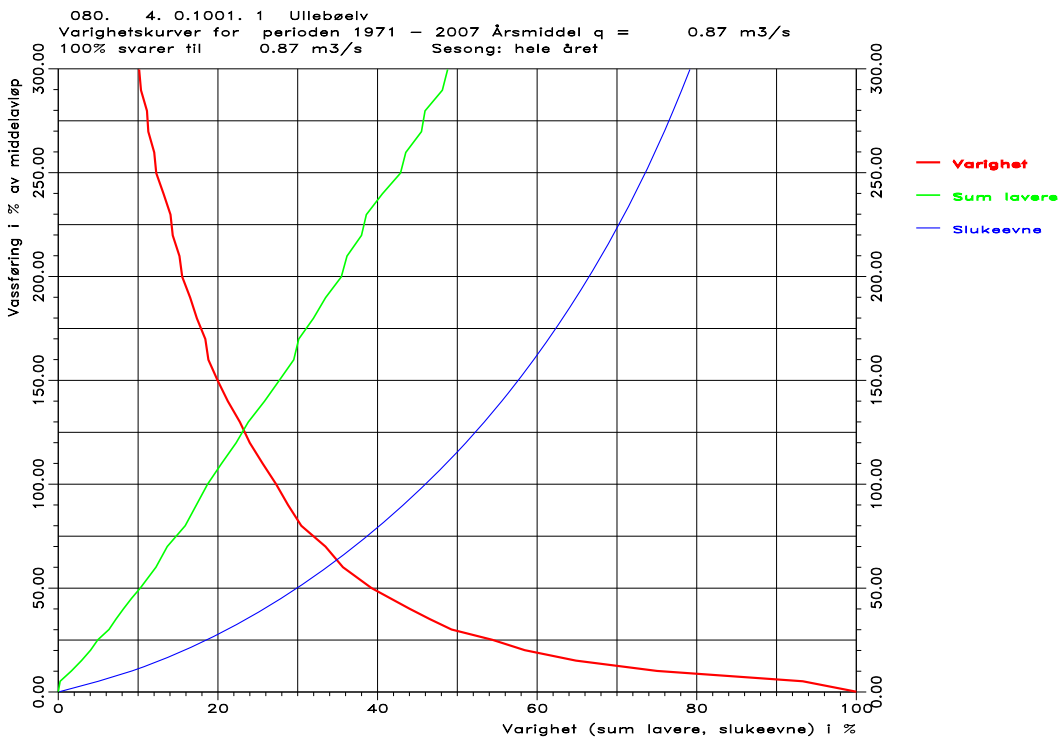


Figur. 10
Variasjoner i avrenning i m^3/s fra år til år (svart linje) for Nautsundvatn (øverst) og Tannsvatn (nederst). Rød stiplet linje viser middel for perioden.

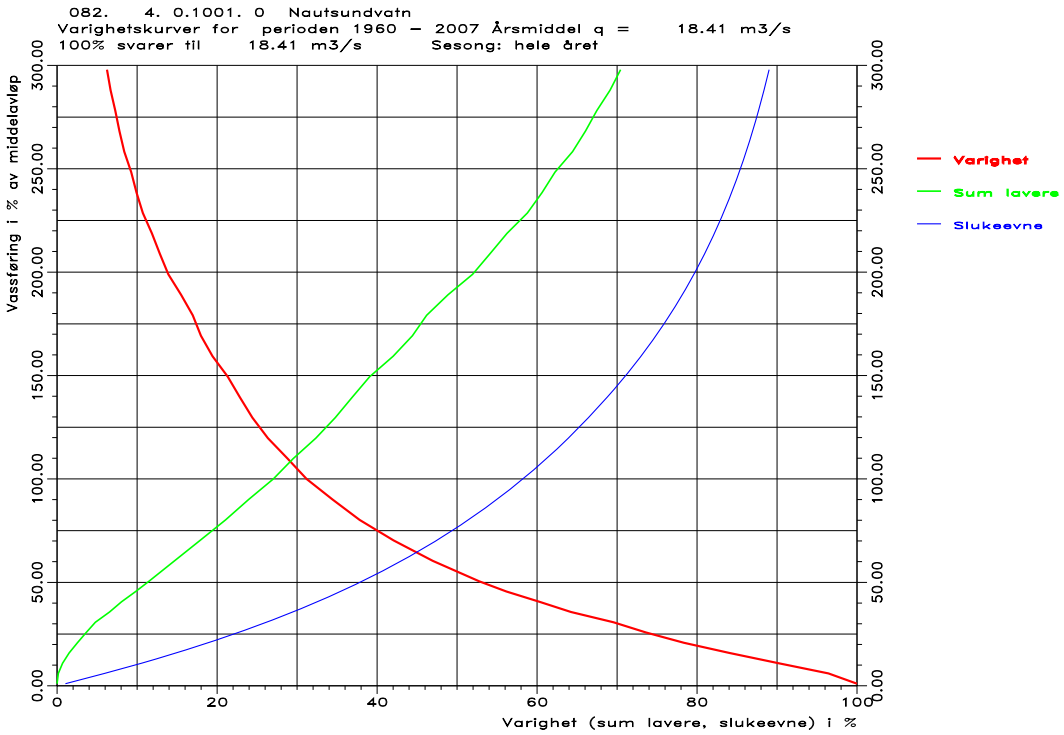
Figur 11. Nedbørfeltene Nautsundvatn og Ullebøelv på nordsiden av Sognefjorden. Nedbørfeltene er henholdsvis 196 km² og 8,4 km².



Figur 12.
Vannføring i l/s km² for Nautsundvatn (svart) og Ullebøelv (rød) fra august til desember 1990. En avrenning på 500 l/s km² i løpet av ett døgn tilsvarer 43 mm/ døgn.



Figur 13.
Varighetskurve for hele året for målestasjonen 80.4 Ullebøelv. Nedbørfeltet er 8,4 km².



Figur 14.
Varighetskurve for hele året for målestasjonen 82.4 Nautsundvatn. Nedbørfeltet er 196 km².

5 PRODUKSJON

5.1 Generelt

Vannkraftproduksjon er utnyttelse av stillingsenergien (potensiell energi) i vannet, ikke hastigheten i elva. Utfordringen er å utnytte denne energikilden på en optimal måte, dvs. at både økonomi og miljø er ivaretatt.

Dette kapitlet inneholder i tillegg til forklaring av begrepene effekt, energiekvivalent og energipotensial, også forskjellige måter for beregning av energiproduksjon.

5.2 Effekt (ytelse)

Definisjon:

Arbeid pr. tidsenhet

Enhet: Watt (W)

1000 watt = 1 kW (kilowatt)
1000 kW = 1 MW (Megawatt)

Effekt/ytelse (kW) $N = \rho \cdot g \cdot \eta \cdot Q \cdot H_n$

ρ = vannets spesifikke vekt = 1000 kg/m^3

g = tyngdens akselerasjon = 9,81 m/s^2

η = ubenevnt faktor som uttrykker samlet virkningsgrad for turbin, generator og transformator ved maksimum last. Settes for eksempel virkningsgraden lik 0,90 for turbinen ved full vannføring, 0,96 for generatoren og 0,99 for transformatoren, blir samlet virkningsgrad 0,90 · 0,96 · 0,99 = 0,855.

NB! Turbinvirkningsgraden er avhengig av turbintype. For små standardturbiner og særlig mikroturbiner vil turbinvirkningsgraden også være leverandøravhengig. Virkningsgraden kan da være betydelig lavere enn i eksempelet ovenfor.

Q = maksimal vannføring gjennom turbinen (også kalt slukeevne) i m^3/s

H_n = netto fallhøyde i meter = brutto fallhøyde minus falltap i vannveien ved maksimal vannføring

En enkel formel for effekt blir da ved å benytte ovennevnte virkningsgrad:

Effekt/ytelse (kW): $N = 8{,}4 \cdot Q \cdot H_n$

5.3 Energiekvivalent

Energiekvivalenten er et nyttig begrep innen vannkraftutbygging.

Definisjon:
Energiekvivalenten sier hvor mye energi en kan få ut pr. m^3 vann gjennom turbinen

Enhet: kWh/m^3

Energiekvivalent (kWh/m^3) $e = \rho \cdot g \cdot \eta \cdot H_n/3600$

ρ = vannets spesifikke vekt = 1000 kg/m^3

g = tyngdens akselerasjon = 9,81 m/s^2

η = ubenevnt faktor som uttrykker samlet virkningsgrad for turbin, generator og transformator ved midlere last. Settes for eksempel virkningsgraden ved midlere last 0,89 for turbinen, 0,95 for generatoren og 0,99 for transformatoren, blir samlet midlere virkningsgrad 0,89 · 0,95 · 0,99 = 0,837.

H_n = netto fallhøyde i meter = brutto fallhøyde minus falltap/friksjon i vannveien ved midlere vannføring,

Energiekvivalenten for et netto fall på 100 meter og samme virkningsgrad som nevnt foran blir dermed:

e = 1000 · 9,81 · 0,837 · 100/3600 = 0,23 kWh/m^3

5.4 Energipotensial

Definisjon:
Energipotensialet er et uttrykk for hvor mye energi en kan få ut av et vassdrag eller en del av et vassdrag når en ikke regner med flomtap, pålagt vannslipping eller forbitapping forbi turbinen pga. av at vannføringen er mindre enn turbinens minste slukeevne.

Enhet: kWh, men ofte i GWh = 1 mill. kWh

Energipotensial (kWh) = e · $Q_{år}$

e = energiekvivalent (kWh/m^3)

$Q_{år}$ = årlig tilløp til inntaket (mill. m^3/år)

Med et årlig tilløp på 50 mill. m^3 og samme data som over, blir energipotensialet i dette tilfellet:

Epot. = 0,23 · 50 000 000 = 11 500 000 kWh = 11,5 GWh/år

5.5 Energiproduksjon. Beregningsmetoder generelt

Beregning av energiproduksjonen henger nøye sammen med det hydrologiske grunnlaget, se kapittel 4. Hvor mye vann som er tilgjengelig ved inntaket og hvordan dette fordeler seg over året og fra år til år, må vurderes på så godt grunnlag som mulig.

Den andre viktige inputen ved produksjonsberegningen er høydeforskjellen mellom inntaks- og utløpssted (brutto fallhøyde).

I tillegg kommer eventuelt magasin (enten regulerbart eller ren flomdemping uten regulering), turbinens slukeevne og permanentutstyrets (turbin, generator pluss transformator) virkningsgrad samt type og dimensjon vannvei.

Det pekes på tre aktuelle måter eller nivåer for beregning av energiproduksjon:

- En første grov vurdering som gjøres uten spesielle beregningsverktøy, men kun erfaring (tidlig skissefase)
- Beregning på grunnlag av varighetskurver/avløpsvolumkurver (skissefase)
- Driftssimuleringer ved hjelp av regneark eller dataprogram (søknadsfase, investeringsbeslutningsfase)

I det følgende er det vist framgangsmåte og eksempler på disse tre metodene.

5.6 Energiproduksjon. Vurdering på tidlig skissenivå

Etter at en på et så godt grunnlag som mulig har estimert eller beregnet hvilket tilløp som kan forventes til inntaket pr. år i gjennomsnitt over en årrekke, antas sannsynlig slukeevne (m^3/s) for turbinen. Ofte refereres tilløpet til den hydrologiske normalperioden 1961-90. Tilløpsdata for denne perioden er publisert av NVE, blant annet i NVE Atlas.

Dersom kraftverket ligger i et vassdrag som ikke er vernet, viser erfaringer at man som et første anslag kan legge til grunn en slukeevne (Q_{maks}) tilsvarende omlag 2 ganger gjennomsnittlig vannføring (Q_{middel}) i vassdraget.

Neste trinn er å bedømme hvor mye vann som renner forbi inntaket når tilløpet er større enn slukeevnen. Er slukeevnen rundt 2 ganger middelvannføringen, vil flomtapet typisk kunne være i størrelsesorden 20 - 30 % av tilløpet dersom vassdraget er uregulert. Vann vil også gå tapt når tilløpet er for lite til at kraftverket kan kjøres. Avhengig av turbintype kan 5-10 % av tilløpet tapes. Forventet minstevannføring kan medføre et ekstra vanntap på 5-10 %. Dersom bare en liten del av middelvannføringen utnyttes, vil dette tapet være lite, men flomtapet blir stort.

Med utgangspunkt i disponibel fallhøyde og midlere tilløp til inntaket kan nå produksjonen kunne beregnes.

<u>Eksempel 1</u>

Midlere tilløp	1,6 m^3/s; dette tilsvarer 1,6 · 31,536 (mill. sek pr. år) = 50 mill. m^3/år
Netto fallhøyde	100 meter
Energiekvivalent	0,23 kWh/m^3
Energipotensial	0,23 · 50 = 11,5 mill. kWh = 11,5 GWh
Magasin	0
Turbinslukeevne	$2 \cdot Q_{middel} = 2 \cdot 1,6 = 3,2$ m^3/s
Aggregatytelse	1 · 9,81 · 0,855 · 3,2 ·100 = 2680 kW = 2,7 MW
Samlet vanntap	40 %, dvs. 0,40 · 50 = 20 mill. m^3
Netto nyttbart	50 – 20 = 30 mill. m^3
Forventet produksjon	0,23 · 30 = 6,9 mill. kWh = 6,9 GWh/år

5.7 Energiproduksjon basert på varighetskurver/avløpsvolumkurver (håndregning)

Beregning av energiproduksjon basert på varighetskurver/avløpsvolumkurver er en enkel beregningsmetode, men forutsetter hydrologisk forståelse ved valg av sammenlignende avløpsstasjon (vannmerke). Forklaring av kurvene (som også kan fås i tabellform) er beskrevet under kapittel 4 Hydrologi. Dataene kan framstilles for hele året eller for deler av året. Det er vanlig å få året delt i en sommerperiode (1. mai–30. september) og en vinterperiode (1. oktober–30. april).

Det bemerkes også at bruk av varighetskurve betinger at prosjektet er et rent elvekraftverk, det vil si uten regulering. Magasin(er) vil komplisere beregningen. Se også kapittel 5 om produksjonssimuleringer.

Eksempel 2

Det er samme prosjekt som vist i Eksempel 1 over, med en slukeevne Q_{maks} på 2 ganger Q_{middel}. Minste slukeevne, Q_{min}, er satt til 20 % av Q_{maks}, dvs. 40 % av Q_{middel}. Kurven for målestasjon 82.4 Nautsundvatn er benyttet (se Figur 14 i kapittel 4 Hydrologi). Merk at dette er varighetskurven for hele året. Med varighetskurver for sommer- og vinterperioden (se over) kan en også få produksjonen inndelt i sommer- og vinterproduksjon.

Midlere tilløp	1,6 m^3/s; dette tilsvarer 1,6 · 31,536 (mill. sek pr. år) = 50 mill. m^3/år
Netto fallhøyde	100 meter
Energiekvivalent	0,23 kWh/ m^3
Energipotensial	0,23 · 50 = 11,5 mill. kWh = 11,5 GWh
Magasin	0
Turbinslukeevne	2 · Q_{middel} = 2 · 1,6 = 3,2 m^3/s
Aggregatytelse	1 · 9,81 · 0,855 · 3,2 ·100 = 2680 kW = 2,7 MW
Vanntap pga. $Q>Q_{maks}$	20 %, eller 10,0 mill. m^3
Vanntap pga. $Q<Q_{min}$+ minstevannføring	7 % eller 3,5 mill. m^3
Samlet vanntap	27 %, dvs. 0,27 · 50 = 13,5 mill. m^3
Netto nyttbart	50-13,5 = 36,5 mill. m^3
Forventet produksjon	0,23 · 36,5 = 8,4 mill. kWh/år = 8,4 GWh/år

Merk at det her ikke er tatt med evt. krav til minstevannføringer. Minstevannføringer ville gitt en lavere produksjon.

Varighetskurven i eksempelet viser blant annet følgende:

- At det er flomtap i ca. 14 % av tiden ($Q>Q_{maks}$)
- At kraftverket må stå pga. minste slukeevne ($Q<Q_{min}$) i ca. 40 % av tiden
- At kraftverket dermed er i drift ca. 60 % av tiden

Ved å velge en annen turbintype og/eller ved å benytte flere aggregater kan en redusere tiden da kraftverket må stå, og dermed øke produksjonen.

Dempingsmagasin (buffermagasin)

Når tilløpet er større enn turbinslukeevnen, vil vann renne forbi inntaket dersom vannet ikke kan lagres. Hvis det er mulig å anlegge et dempingsmagasin, for eksempel ved at den øverste delen av inntaksbassenget holdes nedtappet, vil dette redusere vanntapet selv om magasinet ikke kan manøvreres som et ordinært reguleringsmagasin.

Virkningen av et dempingsmagasin vil være avhengig av den relative størrelsen og hvilket vassdragsregime kraftverket ligger i. Avløpsvolumkurver der også forskjellige størrelser på buffermagasinet er med, kan også bestilles fra NVE eller rådgivende ingeniørfirma.

På egnete steder kan en også benytte dempningsmagasinet for intermitterende drift (start/stopp), noen ganger også noe feilaktig benevnt effektkjøring.

Minstevannføring

I konsesjonen blir det som oftest satt krav til minstevannføring nedstrøms inntaket. Dette vil som nevnt redusere produksjonen. Det er vanligvis forskjellige krav for sommer- og vintersesongen, og for å

beregne produksjonen må en da bruke varighetskurve for hver av sesongene. Vi tar ikke med en slik beregning her, men bruker igjen på varighetskurven for året som er omtalt foran.

Av varighetskurven ser en:

- At kravet om vannslipping på 10 % av midlere vannføring kan opprettholdes i ca. 95 % av tiden (Q>10 % av Q_{middel}). For resten av tiden blir vannslippingen mindre; en slipper den vannmengden som kommer
- At kraftverket må stå i ca. 45 % av tiden (Q<50 % (40 % + 10 %) av Q_{middel})
- At kraftverket dermed er i drift i ca. 55 % av tiden

Minstevannføringen medfører dermed redusert produksjon ved at kraftverket kan kjøres en litt kortere periode, og at ikke alt vannet kan nyttes i hele driftsperioden.

Bruk av varighetskurve og korreksjon for varierende virkningsgrad og falltap

Et kraftverk som kjøres uten reguleringsmagasin, vil få stor variasjon i ytelse etter som vannføringen varierer. Dette medfører også at virkningsgraden, først og fremst for turbinen, og falltap i vannveien også vil variere en del. Hvis man vil ta hensyn til disse variasjonene, kan man bruke varighetskurven til å beregne produksjonen som vist i eksempel nedenfor. Dette er illustrert i eksempel 3 under.

Eksempel 3

I nedenstående tabell (som kan regnes ”for hånd” eller settes opp som et regneark) er det vist hvordan man kan dele opp varighetskurven i passe tidsintervall. I hvert intervall er det tilgjengelig en bestemt vannføring som kurven viser. For denne vannføringen kan så falltapet i rør/tunnel beregnes, og netto fallhøyde beregnes. Dersom en videre har en virkningsgradskurve (eller -tabell) for aggregatet/ aggregatene, kan man for hvert intervall ta ut aktuell, gjennomsnittlig virkningsgrad. Produksjonen i det aktuelle intervallet kan dermed beregnes på en mer detaljert måte enn ved antatt netto fallhøyde og antatt gjennomsnittlig virkningsgrad.

I tabelloppsettet er det valgt intervaller i % av middelvannføringen. For illustrasjonen er det satt 2 meter falltap ved Q_{maks}. Falltapet for de øvrige vannføringer er beregnet ut fra formelen

$H_{fmaks} = H_{f1}*((Q_2/Q_{maks})**2)$

I regneeksempelet er det også satt inn anslåtte virkningsgrader for de forskjellige vannføringer, og energiekvivalenten og produksjonen er beregnet.

Intervall	Dager % /antall	Gj. snitt. vannføring % /m^3/s	Vannmengde mill. m^3	Brutto fall m	Falltap m	Netto fall m	Virkn.gr %	e kWh/m^3	Produksjon GWh
1	14/51	200/3,20	14,13	100	2,00	98,00	87	0,232	3,28
2	6/22	180/2,88	4,45	100	1,62	99,28	88	0,236	1,29
3	10/36,5	130/2,08	6,56	100	0,85	99,16	86	0,232	1,52
4	10/36,5	85/1,36	4,29	100	0,36	99,64	84	0,228	0,98
5	10/36,5	65/1,04	3,28	100	0,21	99,79	80	0,218	0,71
6	10/36,5	50/0,80	2,52	100	0,13	99,88	75	0,204	0,51
Sum	60/219		36,22						**8,30**
Vektet midlere					1,25	98,75	85,1	0,229	

Som en ser beregningen relativt detaljert, og det kan diskuteres hvor hensiktsmessig detaljeringen og også antall desimaler er. Her er det usikkerheter som normalt er vesentlig større enn det detaljeringen gir inntrykk av (vannmengde, varighetskurven som er valgt, og også avlesningene i varighetskurven.

5.8 Energiproduksjon basert på driftsimuleringer

Å simulere driften av et kraftverk betyr å etterligne en tenkt kjøring eller drift av kraftverket døgn for døgn (eller for lengre perioder) gjennom en årrekke avhengig av hvor mange år en har med tilløpsdata for kraftverket. Dette skjer ved at det lages en matematisk modell av kraftverket med alle dets komponenter (hydrologi, magasin, slukeevne, fallhøyde, vannvei, virkningsgrader, mm.). Den matematiske modellen omformes så til et EDB-program som deretter foretar den tenkte kjøringen av kraftverket.

Et simuleringsprogram er en oppskrift som består av en rekke ”beskjeder” for hvordan kraftverket skal kjøres avhengig av hvordan situasjonen utvikler seg fra døgn til døgn, for eksempel når det gjelder tilløpet.

Målet med en simulering er i første rekke å beregne produksjonen for et gitt sett av de nevnte komponentene ovenfor.

Andre interessante resultater fra en simulering som en kan ta ut i kurve- eller tabellform kan være fyllingsvariasjonen i magasinene gjennom året, vannføring over året på utvalgte elvestrekninger før og etter en utbygging (kreves ved konsesjonssøknader) og produksjonen gjennom året.

Det mest kompliserte ved en driftsimulering er å legge en strategi for hvordan magasinene skal tappes. I prinsippet skal dette skje slik at det økonomiske resultatet blir best mulig med akseptable miljøvirkninger.

For små kraftverk vil det for de fleste praktiske behov kunne være to aktuelle forutsetninger:

- Tilfelle 1 Kraftverket har ikke magasin
- Tilfelle 2 Kraftverket har ett eller et par mindre magasiner som bare utgjør en liten del av årstilløpet og som i simuleringen styres etter antatte forutsetninger om hvordan fyllingen skal være gjennom året

Tilfelle 1
I dette tilfellet holder programmet kontroll med hvor mye vann som kommer til inntaket hvert døgn (evt. en annen periode) og sørger for å utnytte dette til kraftproduksjon. Er tilsiget større enn turbinslukeevnen, registreres flomtap. Er tilsiget mindre enn det turbinen kan utnytte, registreres hele tilløpet som tap. Tap som skyldes krav om minstevannføring beregnes også.

Så langt gjør ikke programmet noe annet enn det en kan få ut av de hydrologiske dataene som beskrevet foran. Forbedringen som ligger i å simulere driften på denne måten, er at en kan beregne falltap i vannveien og maskinvirkningsgrad for hvert døgn som funksjon av turbinvannføringen (tilløpet). I beregningen foran er en henvist til å anslå en gjennomsnittsverdi for disse størrelsene. I tillegg til opplysning om produksjonen vil en også kunne dokumentere hvordan restvannføringen på den utbygde fallstrekningen vil bli.

Tilfelle 2
Når kraftverket har magasin, må tappingen fra magasinene styres etter angitte kriterier. Som nevnt ovenfor bør disse kriteriene ideelt sett være basert på økonomiske forutsetninger. For et lite kraftverk med små magasiner vil det som regel være tilstrekkelig å anta hvordan magasinfyllingen bør variere gjennom året. En normal forutsetning vil kunne være at magasinene skal tappes ned før vårflommen kommer, eller foran en annen periode hvor det erfaringsmessig er høye tilløp. Foran en lavvannsperiode, for eksempel vinteren, bør magasinene på tilsvarende måte normalt være oppfylt. Disse kriteriene, som også kalles styrekurver eller tappekurver for magasinet, inngår som inngangsdata i simuleringsprogrammet. Ved å prøve seg litt fram vil en lett kunne finne den formen på styrekurvene som gir den høyeste produksjonen.

Det finnes en rekke driftsimuleringsprogrammer som er utviklet for ulike formål og som er mer eller mindre tidkrevende og kompliserte å bruke. De mest kjente og anvendte programmene er VANSIMTAP og nMAG. Program av den typen som er beskrevet og som vil dekke behovet i de aller fleste tilfeller for de kraftverkene som beskrives her, er imidlertid enkle og rimelige i bruk. Når hoveddataene er på plass, først og fremst det hydrologiske grunnlaget, vil en på en mye enklere måte enn med de andre metodene som er beskrevet, kunne undersøke virkningen for produksjonen ved å variere de andre faktorene, så som for eksempel slukeevne, rørdiameter, fallutnyttelse, restriksjoner (minstevannføring), m.m.

Slike beregninger vil normalt måtte utføres av rådgivere som har erfaring og passende beregningsverktøy til disposisjon. Ved hjelp av enkle simuleringsprogram som beskrevet ovenfor vil en erfaren person i løpet av en dag eller to kunne teste ut virkningen og beregne produksjonen for alternative sett av data som er av interesse å undersøke.

5.9 Naturhestekrefter

Begrepet naturhestekrefter benyttes for små kraftverk i dag hovedsakelig for å avgjøre hvilket lovverk et kraftverk skal konsesjonsbehandles etter. Normalt kommer ikke uregulerte små kraftverk opp til grensene som gjør at vassdragsreguleringsloven eller ervervsloven kommer til anvendelse. Dette bør imidlertid sjekkes på et tidlig stadium.

I tillegg danner antall naturhestekrefter grunnlaget for konsesjonsavgifter (gjelder normalt ikke for små kraftverk). Tidligere ble det også benyttet ved fastsetting av erstatninger til grunneiere eller ved kjøp av fallretter fra grunneiere.

Antall naturhestekrefter finnes som produktet av en konstant (13,33), brutto fallhøyde og regulert vannføring (eller økning av denne). Det er forskjellige beregningsmåter som benyttes avhengig av om det gjelder vassdragsregulerings- eller ervervsloven en forholder seg til.

Det vil for denne veilederen være for omfattende å detaljere metodene (og grunnlaget for disse) som skal benyttes. Det henvises derfor til NVE eller til rådgivende ingeniørfirma.

6 KOSTNADER

6.1 Generelt

Kostnadsberegninger er en viktig del av planleggingen og beslutninger i prosessen fra skisse til bygging. Etter hvert blir grunnlaget bedre, og beregningene kan gjøres grundigere og mer nøyaktige jo lenger en er kommet i prosessen.

I den første fasen er et generelt kostnadsgrunnlag kombinert med egen erfaring og kjennskap til det aktuelle prosjektet tilstrekkelig. Senere blir det bruk for mer detaljerte og oppsplittede kostnadsoverslag.

6.2 Kostnadskurver fra NVE

Kostnadsgrunnlag for vannkraftanlegg mindre enn 10 000 kW, Håndbok 2005:1, utgitt av NVE, kan benyttes som et utgangspunktet for kostnadsoverslag for et kraftverkprosjekt i en skissefase.

Basis for disse kostnadskurvene er 1. januar 2005. Kostnadsgrunnlaget er for tiden under oppdatering og nytt grunnlag forventes medio 2010.

I mikro-, mini- og småkraftverkmarkedet er det imidlertid til dels store prisforskjeller på utstyrsiden. Pris for turbin og generator, kontrollutrustning etc. avhenger av kvalitet, utstyrsomfang og hvor det er produsert.

Det anbefales derfor å ta kontakt med leverandørene for å få dagens pris og samtidig be om referanselister for slikt utstyr.

6.2.1 Anleggsbidrag ved nettilknytninger

Nettselskapene kan fastsette et anleggsbidrag for å dekke anleggskostnader ved nye nettilknytninger eller ved forsterkninger av nettet til eksisterende produsent. Dette er en kostnad som ikke behandles i NVEs kostnadsgrunnlag og må avklares med nettselskapet.

For mer om anleggsbidrag se kap. 15 Tilknytning til nettet.

6.3 Budsjettpriser, erfaringstall, tilbud

Som et supplement til NVEs Håndbok både i skissefasen og de senere fasene kan blant annet følgende kilder benyttes:

- egne erfaringstall
- erfaringstall fra konsulenter
- budsjettpriser fra leverandører
- tilbud/anbud fra entreprenører og leverandører

7 ØKONOMI FOR KRAFTVERK

7.1 Generelt

For å komme fram til hvilke prosjektalternativer som er økonomiske, bør en først gjøre noen forenklede analyser for å grovsortere. Mer detaljerte analyser utføres for de utvalgte alternativene. Detaljerte overslag over byggekostnader og driftsutgifter med endelig finansiering utføres for valgte prosjekter før endelig investeringsbeslutning tas.

En økonomisk analyse av et vannkraftprosjekt trenger datainformasjon på inntekts- og utgiftsiden.

Inntektene vil være resultatet av beregning av energiproduksjon og antagelse om energipriser i framtiden, eller alternativkostnaden ved å måtte kjøpe kraften i markedet.

Utgiftene vil være kapitalkostnader på investeringen, framtidige drifts- og vedlikeholdsutgifter, skatter og avgifter og nett-tariffer.

Det er av stor betydning for inntektene/utgiftene og alternativkostnadene hvor stor kraftverkets ytelse og energiproduksjon vil være, hvilken andel av produksjonen som vil gå til eget forbruk og hvordan linje-tilknytningen er, fordi:

- forbrukeravgift ikke skal betales hvis generatorytelsen er under 100 kVA
- for kraftverk med ytelse under 5500 kVA skal det ikke betales naturressursskatt og grunnrenteskatt
- ingen nettkostnader hvis eget forbruk ikke går via lokalnettet

Kapitalkostnadene er gitt ved kostnadsoverslaget og finansieringsbetingelsene. Slike beregninger kan utføres med inflasjon i både kostnader, dvs. nominell rente (bankrente) og inntekter. Alternativt kan beregningene utføres i faste kostnader, dvs. basert på realrente (nominell rente minus inflasjon), og med inntekter i et fast prisnivå.

Dersom vannkraft kan antas å ville få høyere pris som fornybar energi i framtiden i forhold til andre kostnader (realverdistigning), bør dette tas hensyn til.

For grove analyser er det enklest å utføre slike beregninger i faste priser uten inflasjon, mens en endelig bedriftsøkonomisk analyse tilslutt utføres med antatt inflasjon og endelige finansieringsbetingelser.

Drift- og vedlikeholdskostnader er kjent fra erfaringstall eller kan beregnes ut fra det aktuelle driftsopplegget som forutsettes.

For kraftverk som yter under 4000 naturhestekrefter, trengs ikke konsesjon etter industrikonsesjonsloven. Det betyr at det ikke er hjemfall til staten etter 60 års konsesjonstid for slike anlegg.

7.2 Grov økonomisk analyse for valg av alternativ, investeringsgrenser og dimensjonering

Grove analyser er nødvendig i starten på prosessen for å sortere ut alternativer. Hovedkostnadene vil være:

- Utbyggingskostnader
- Kapitalkostnader
- Drift- og vedlikeholdskostnader
- Skatter og avgifter

- Nettavgifter

Utbyggingskostnadene vil grovt fordele seg i % på hovedelementer som angitt nedenfor, men er selvsagt sterkt prosjektavhengig:

	%
Adkomst til kraftstasjon og inntak	1-5
Dam og inntak	5-10
Vannvei	10-50
Turbin, turbinstyring, ventil etc.	20-30
Generator, kontroll- og apparatanlegg, transformator	15-25
Kraftstasjonsbygning	2-5
Linjetilknytning	5-15
Adm., kontrakter og planlegging, detaljering, byggeledelse	7-10
Fallrettigheter, eventuelt	2-5

Skal energiproduksjonen vesentlig gå til salg, vil markedsprisen på kraft være styrende for investeringen. Ved en kraftpris uten forbrukeravgift og merverdiavgift mellom 30 og 35 øre/kWh og en realrente på 5-7 %, vil en investering på opp til 4-4,5 NOK/kWh kunne forsvares.

For å sikre investeringen mot uforutsette kostnader, tørre perioder eller lave energipriser, spesielt de første årene, bør imidlertid utbyggingskostnadene være lavere enn dette hvis likviditeten er anstrengt.

Dersom kraften skal gå til eget forbruk, vil en spare både merverdiavgift og forbrukeravgift på dersom kriteriene som gjelder for fritak fra disse avgiftene er oppfylt. Investeringsgrensen kan i slike tilfeller legges høyere. Hvis en i tillegg heller ikke trenger overføring på det lokale energiverks nett, vil en utbygger spare enda mer og investeringsgrensen kan da heves ytterligere.

Overføringer fra nabofelt
Hvilke felt det vil lønne seg å ta med i en utbygging, kan ofte være en problemstilling ved planlegging av et kraftverk, lite eller stort. Overføring av vann fra et nabofelt kan utføres ved hjelp av kanal, nedgravd rør eller tunnel. Det kan også være mulig å overføre vann fra et lavereliggende felt ved bruk av pumpestasjon.

Eksempel 1 viser beregning av investeringsgrensen ved overføring fra et nytt felt til kraftverket:

Et nedbørfelt på 1 km^2 med spesifikk avrenning på 50 l/s · km^2 som kan utnyttes over et fall på 100 meter, vil gi følgende produksjon:

Nedbørfelt	1 km^2	
Spesifikk avrenning	50 l /s · km^2	
Årlig tilsig	1,6 mill. m^3	
Fall	100 meter	
Energiekvivalent ved 85 % virkningsgrad	0,23 kWh/m^3	
Produksjon etter 30 % marg. flomtap	0,26 GWh	
Verdi pr. år ved kraftpris 30 øre/kWh	0,26 · 0,30 øre/kWh =	NOK 78 000
Nåverdi av energiproduksjon 7 % p.a./40 år	78 000 · 13,3 =	NOK **1 040 000**

Investeringsgrensen er 1,04 mill. NOK per km^2 nedbørfelt med de angitte forutsetningene. Det er viktig at også marginal installasjonsøkning i stasjonen medtas i regnestykket og ikke bare overføringen isolert sett. Dersom kraften skal gå til eget forbruk, kan verdien på kraften og dermed investeringsgrensen kanskje settes til det dobbelte. Eksempelet viser en <u>nåverdiberegning</u>, og sier ingenting om likviditetssituasjonen de første årene.

Hvor stor del av fallet i elva er det økonomisk å utnytte?

Eksempel 2 viser utnyttelse av et tilleggsfall i ei elv:

Nedbørfelt	20 km^2
Tilsig	50 l/s km^2
Middelavløp	20 · 0,050 = 1,0 m^3/s
Slukeevne	2 m^3/s
Antatt flomtap	20 %
Gjennomsnittlig kraftpris	30 øre/kWh
Levetid	40 år
Kapitaliseringsrente	7 % p.a.

Flytting av stasjonen 100 meter lenger ned i elva gir et økt fall på 3 meter.

Økt produksjon etter flomtap (se formel i 5.3):
0,050 l/s km^2 · 20 km^2 · 31,54 mill. sek · 0,8 · 9,81 m/s^2 · 0,85 · 3 m/3600 = 0,175 GWh

Nåverdi ved 7 % p.a. rente og 40 år: 0,175 · 13,3 · 0,30 = 0,70 mill NOK.

Hvis kostnaden ved å forlenge vannveien og øke installasjonen for 3 meter høyere fall er mindre enn 0,7 mill. NOK, vil det ut fra de valgte kriterier være lønnsomt å flytte stasjonen lenger ned. Vurderinger med alternativ rente og energipris bør utføres.

Kostnaden for elektromekanisk utstyr vil ha en fallende marginalkostnad med økende fallhøyde.

7.3 Kraftpriser

Energiproduksjon beregnes som vist i kapittel 5 Produksjon.

Verdien av energiproduksjonen bestemmes av de kraftpriser en antar framover. Det er vanlig å tenke i prisbaner. Alle prognoser ser for seg økende priser på elektrisitet. Finanskrisen skaper imidlertid usikkerhet i etterspørselen. Ren, fornybar energi er av klimahensyn likevel populær blant politikere.

En ny kWh som i volum vil bety noe i kraftbalansen i det nordiske markedet, vil komme fra termiske anlegg. Med rensing vil slik produksjon koste mer enn 50 øre/kWh. Dette betyr at når markedet kommer i balanse vil alle kraftprodusenter få den prisen. Usikkerheter er gasspris, rensekostnader og verdi av utslippstillatelser for CO_2. Utbygging av dyr vindkraft vil også påvirke prisen. I tillegg får en store svingninger i kraftprisen pga. variasjoner i årlig tilsig på rundt +/- 25 % i det nordiske markedet.

Ut fra dette kan en slutte at når det blir balanse i markedet, vil kraftprisen ventelig stige til over 40 øre/kWh i snitt over året.

7. september 2009 ble det inngått overenskomst mellom Norge og Sverige om prinsippene for videre arbeid med å etablere et felles elsertifikatmarked i Norge og Sverige (”grønne sertifikater”). Det tas sikte på at et felles elsertifikatmarkedet skal være etablert 1. januar 2012. Dette markedet skal stimulere til økt produksjon av elektrisitet fra fornybare energikilder, som vann, vind og biomasse, gjennom bedre økonomiske betingelser for produsentene. Vi går ikke her nærmere inn på ordningen og hva dette kan bety for enkeltprosjekter, men viser til utredninger, bestemmelser, etc. som utvilsomt må komme framover.

7.4 Kostnader

Grunnlag for beregning av utbyggingskostnader er vist i kapittel 6 Kostnader.

Driftskostnader må tas med i det totale regnestykket. Disse kan variere mye fra kraftverk til kraftverk, men ligger gjerne på 3–6 øre/kWh.

Skatter spiller også inn, se kapittel 7.6. Dessverre er skattereglene slik at det samfunnsøkonomisk beste prosjektet ikke nødvendigvis er det beste bedriftsøkonomisk betraktet.

7.5 Økonomisk optimalisering av anleggsdeler

Hoveddimensjonene for kraftverket, så som slukeevne for turbin, vannveitverrsnitt, høyde på dam etc. bestemmes ved en økonomisk optimaliseringsberegning. For de grove overslagene kan en imidlertid benytte seg av noen erfaringstall om hva riktige dimensjoner i størrelsesorden vil være.

For turbinens slukeevne kan en som tommelfingerregel benytte ca. 2 x midlere vannføring i elva dersom den ikke er regulert. Diameter på tilløpsrør kan dimensjoneres for en maksimal hastighet på 3-4 m/sek. For borede tunneler vil hastigheten ligge noe lavere, ca. 2 m/sek. Hvis det er aktuelt med sprengte tunneler, vil minstetverrsnittet normalt være tilstrekkelig stort for småkraftverk.

Når en har valgt det beste prosjektalternativet, bør dette optimaliseres for å kunne foreta et bedre kostnadsoverslag basert på de investeringskriterier en har valgt.

Målet med optimaliseringen er å bestemme økonomisk riktig damhøyde, vannveiens dimensjoner og aggregatets kapasitet. Når merkostnaden ved å øke dimensjonen er lik nåverdien av den merinntekten en dermed får, er anleggsdelen økonomisk riktig dimensjonert. En slik beregning kan utføres med et dataprogram/regneark eller grafisk. Den siste metoden gir en god oversikt og forståelse av økonomien i prosjektet.

7.6 Skatter

Kort oppsummert gjelder i dag følgende bestemmelser og skatteformer:

- **Skatt på overskudd** er en skatt som gjelder for *foretaket*, dvs. at skattbar inntekt beregnes samlet for eierens virksomhet, ikke for hvert enkelt kraftverk hvis han eier flere. Beskatningen vil henge sammen med hvordan virksomheten er organisert. Et kraftverk i mikroklassen på en gård vil kunne gå inn som en del av gårds- eller skogsdriften, såkalt stedbunden næring, slik at inntekten beskattes under ett. Man må også være oppmerksom på at fordelen ved uttak til eget forbruk kan være skattepliktig.

  Litt større kraftverk vil normalt organiseres som egne foretak, eventuelt som aksjeselskap og bli beskattet etter de regler som gjelder for den aktuelle selskapsformen.

- **Skatt på grunnrente** er en ny skatteform for kraftverk som er innført for å skattlegge *meravkastningen* som forutsettes å oppstå ved utnyttelse av en naturressurs i produksjonen. Kraftverk med generatorytelse under 5500 kVA (ca. 5000 kW turbinytelse) betaler ikke grunnrenteskatt. Grunnrenteinntekten beregnes etter bestemte regler som det ikke gås nærmere inn på her. Negativ grunnrenteinntekt framføres med renter til neste års skatteregnskap.

- **Naturressursskatt** er en kWh - avgift på 1,3 øre/kWh, 1,1 øre til kommunen og 0,2 øre til fylkeskommunen. Skattesatsen første året er en sjuendedel av full verdi på 1,3 øre/kWh og trappes opp med en sjuendedel pr. år til full sats etter 7 år.

Det betales ikke naturressursskatt for kraftverk med generatorytelse under 5500 kVA. Skatten kan kreves trukket fra i den delen av overskuddsskatten som går til staten (fellesskatten). Dersom fellesskatten dermed blir negativ, framføres overskytende naturressursskatt med rente til neste år.

- **Formuesskatt.** Her er skatteplikten avhengig av organisasjonsform. De fleste eiere av kraftverk betaler ikke formuesskatt, f. eks. aksjeselskaper. For enkeltmannsforetak der kraftproduksjon er en del av virksomheten, må det betales formuesskatt basert på takst også for den delen av formuen som ligger i kraftverket. Det er egne regler for hvordan taksten beregnes. For kraftverk under bygging settes formuesverdien lik investert kapital pr. 1. januar i ligningsåret. Det er ingen nedre grense for kraftverksstørrelse. Har kraftverket lavere generatorytelse enn 10 MVA, ca. 9 MW, settes taksten til skattemessig (nedskrevet) verdi. Dette vil være tilfelle for mini-/mikro-kraftverk

- **Eiendomsskatt.** I de kommuner som har innført eiendomsskatt, betales e-skatt basert på formues-taksten for anlegget (definert som "Verk og bruk"). Høyeste sats er 7 promille av taksten. Eiendomsskatteloven inneholder en bestemmelse om at eiendom som blir drevet som gards- eller skogbruk, helt eller delvis kan fritas for eiendomsskatt

- <u>Sammendrag:</u>

Inntektsskatt:	Betales etter skattesats på 28 %.
Grunnrenteskatt:	Gjelder for kraftverk større enn 5500 kVA (ca. 5000 kW). Negativ grunnrenteinntekt framføres med rente.
Naturressursskatt:	Betales for kraftverk større enn 5500 kVA; sats 1,3 øre/kWh etter 7 år. Skatten trekkes fra i den delen av inntektsskatten som går til til staten (fellesskatten). Negativ skatt framføres med rente.
Formuesskatt:	Skatteplikten er avhengig av selskapsform. Takseringsreglene er forenklet for kraftverk som er mindre enn 10 MVA (taksten er lik skattemessig verdi).
Eiendomsskatt:	Eiendomsskatt er ikke innført i alle kommuner. Skatten betales på grunnlag av formuestaksten: fritak kan bli gitt hvis virksomheten drives som gards- eller skogbruk.

7.7 Endelig økonomisk analyse av valgt prosjekt

For å utføre den endelige økonomiske analysen av prosjektet trengs følgende:

Framtidige netto inntekter (brutto inntekter minus utgifter) over levetiden. Inntekter og utgifter angis i inflaterte kroner.

- Prisbaner for framtidige kraftpriser fastlegges. Dette kan være en konkret kraftprisavtale med en kraftkjøper med avtalt pris per kWh over året og regulering over tid. Slike avtaler er det ikke lett å få for flere år. Normalt sett gir det bedre avkastning å bruke spotpris, men dette krever økonomisk ryggrad. I dagens marked varierer prisen sterkt over året. For økonomien i prosjektet er det derfor viktig at en får lagt inn en realistisk prisbane.

- Beregning av energiproduksjonen basert på best mulige avrenningsdata og helst noen års vannføringsmålinger slik at produksjonen kan beregnes over året for hver måned. Energiproduksjonen angis for middels år, tørre år og våte år. Driftstid må vurderes fordi noe energiproduksjon vil gå tapt pga. planlagt vedlikehold og noe pga. uforutsett driftsstans. Middelproduksjonen for hver måned benyttes i beregning av nåverdien av framtidige brutto inntekter, mens de våte og tørre årene benyttes i en følsomhetsberegning.

- Eget forbruk over året antas, og kWh - verdi i forhold til pris for alternativt kjøp av tilsvarende volum, med eller uten forbruker- og merverdiavgift, beregnes.

- Brutto inntekt for hver måned og år beregnes for ulike prisbaner for å finne følsomheten i prosjektet.

- Drifts- og vedlikeholdskostnader estimeres. Et planlagt driftsopplegg med avtalte kostnader for personer med reiseutgifter etc. Vedlikeholdskostnader fra erfaring med små kraftverk er normalt 2-3 øre/kWh. Det vil dekke rutinemessig drifts- og vedlikehold, men kostnader til rehabilitering av anlegget etter 20–30 år kommer i tillegg.
- Skatter og eventuelle avgifter bør diskuteres og avklares med myndighetene.
- Nettleie fastsettes etter avtale med det lokale nettselskap.

Internrenten er den renten som gjør nåverdien av framtidige inntekter og utgifter i løpet av den valgte levetiden lik summen av alle investeringer inklusive renter i byggetiden.

All merverdiavgift som er betalt vil bli tilbakebetalt fra staten. Avgiften må regnes med i likviditetsbudsjettet i byggefasen.

Normalt for et vannkraftanlegg vil en i nåverdiberegningen bruke inntekter fra 40 års drift selv om den økonomiske levetiden vil være vesentlig lengre for de fleste anleggsdelene. Ved nåverdimetoden vil inntekter utover 40 år ha liten verdi i dag ved bruk av 5–7 % kapitaliseringsrente.

For de minste kraftverkene er imidlertid erfaringen at den økonomiske levetiden kanskje ikke er så lang. Andelen bygg og fjellarbeider med meget lang levetid vil være vesentlig mindre enn for store kraftverk slik at det er riktigere å regne med en kortere levetid for små kraftverk. Her er det foreslått 30 års levetid da en god del av det elektromekaniske utstyret da må skiftes ut.

Dersom den beregnede internrenten uten inflasjon og etter skatt er høyere enn 5–7 %, bør prosjektets økonomi være tilfredsstillende hvis en har likviditet til også å klare tørre år.

Likviditeten kontrolleres for en årrekke framover i tid ved å liste opp inntekter og utgifter inklusive avdrag, og hvor inntekten varierer fra våte til tørre år for å sikre at en også i tørre år har likviditet i prosjektet. Enkelte banker har tilpasset finansieringen slik at avdragene kan variere med inntektene.

Skattbar inntekt beregnes som verdien av solgt energiproduksjon, minus driftskostnader, nettleie, renteutgifter (ikke avdrag) og avskrivninger. For mindre gårdskraftverk vil regnskapet for gårdsdrift og kraftverksdrift kunne slås sammen.

De generelle avskrivningsreglene for kraftverk er :

67 år lineær avskrivning for bygg og anlegg
40 år lineær avskrivning for maskin og generator
5 % pr. år saldoavskrivning for elektroutstyr forøvrig

Følsomhet
Som nevnt ovenfor vil det være usikkerhet om størrelsen på flere av parameterne i regnestykket. En bør derfor beregne hvilke konsekvenser det vil få for prosjektet hvis de viktigste parameterne blir større eller mindre. Spesielt vil det være viktig å finne ut for hvilke verdier prosjektet vil være direkte ulønnsomt. En beregner f. eks. internrenten, dvs. avkastningen på kapitalen, for varierende verdier av de viktigste parameterne. Disse vil være:

- utbyggingskostnad
- framtidig kraftpris
- produksjonen/tilsiget
- egen utnyttelse av kraften

Produksjonsavhengige skatter og avgifter bør være inkludert i beregningene.

8 TEKNISK PLANLEGGING AV KRAFTVERK

8.1 Generelt

Planlegging og bygging av et kraftverk har en teknisk, en økonomisk og ikke minst en miljømessig side.

Teknisk planlegging av et kraftverkprosjekt starter med å kartlegge mulige alternative plasseringer av inntak og utløp for kraftverket. Normalt bør en undersøke flere alternativer med grove skisser og overslag før en velger endelig sted for en mer detaljert planlegging.

Forutsetninger for en god teknisk-økonomisk planlegging på detaljstadiet er følgende:

- miljøkrav bør være kjent før endelige tekniske planer, som krav til minstevannføring fra dammen, eventuelle krav om omløpsventil i stasjonen, spesielle krav til adkomst (rein, kulturminner), linjetrasé, etc.
- kart i målestokk 1:500 eller 1:1 000 for området, eller 1:5 000 for området samt detaljkart eller profiler for damsted, vannveitrasé og kraftstasjonsområde.
- vannmengde med fordeling over året, helst fra måling i egen elv.
- kunnskap om grunnforholdene for damsted, vannvei og kraftstasjon.
- god kjennskap til is- og flomforhold i elva og spesielt hvor inntaket er tenkt plassert, men også for stasjonen slik at den ikke drukner under flom.
- oversikt over eiendommer som kan bli berørt av utbyggingen eller som det bør tas hensyn til i utformingen av kraftverket.
- et godt prisgrunnlag for optimalisering av hovedkomponentene. Et dårlig grunnlag kan føre til at en velger feil dimensjon på utstyret, og som igjen kan føre til revisjoner av planer eller svekket økonomi i prosjektet hvis feilen ikke blir oppdaget i tide.
- klassifisering av dammer, luker og vannvei (rør, tunneler etc.) i forhold til hvilke konsekvenser eventuell svikt eller brudd kan innebære. Klassifiseringen er bestemmende for hvilke tekniske krav som vil gjelde for de forskjellige anleggsdeler, og for hvilke planer som skal utarbeides.

Ved ethvert prosjekt følger det en viss risiko i bygge- og driftsfasen. En god plan bør derfor kartlegge alle risikoelementer ved prosjektet og en vurdering av prosjektøkonomiens følsomhet for disse.

8.2 Dam, inntak, luker og rør

NVE fører tilsyn og skal godkjenne planlegging, bygging og drift i henhold til konsesjon og bruddkonsekvensklasser (klasse 0–3). Det vises til følgende regelverk som er å finne på NVEs hjemmeside:

- Vannressursloven
- Forskrift om internkontroll
- Forskrift om sikkerhet og tilsyn med vassdragsanlegg (damsikkerhetsforskriften, revidert utgave i 2009)
- Retningslinjer til damsikkerhetsforskriften
- Veileder for planlegging, bygging og drift av små vassdragsanlegg med konsesjon
- Veileder for planlegging, bygging og vedlikehold av små dammer

Detaljerte planer som er omtalt i konsesjonsvilkårene, skal sendes NVE for godkjenning. De skal omfatte alle tekniske og miljømessige planer som er nødvendig for å dokumentere at anlegget planlegges og bygges i samsvar med konsesjonsvilkår og forskrifter.

Også for konsesjonsfrie anlegg skal NVE tilsendes tekniske planer for dam og vannvei som er klassifisert i bruddkonsekvensklasse 1–3. For resten av utbyggingen vil det være kommunen som står for saksbehandling og kontroll etter plan- og bygningsloven (pbl).

Forslag til klassifisering av dam og vannvei skal være godkjent av NVE før NVE kan behandle tekniske planer, jf. damsikkerhetsforskriften.

Ytterligere retningslinjer vil bli utgitt etter hvert som de foreligger.

I tillegg gjelder retningslinjer for bl.a. stenge-, tappeorganer og rør; høringsutkast 2008.

Forskrifter og retningslinjer finnes på Internett under www.nve.no. I tillegg til ovennevnte dokumenter finnes der

8.3 Dam og inntak

Dam og inntak må planlegges i sammenheng, men de behøver ikke bygges sammen i en felles konstruksjon.

I et vatn må dammen nødvendigvis ligge ved utløpet. Inntaket kan derimot legges der det er gunstigst for vannveien til stasjonen.

Med inntak i elv vil det oftest være gunstigst å bygge dam og inntak som en felles konstruksjon.

8.3.1 Dam

Dammens viktigste funksjon for små kraftverk med inntak i elv er å etablere et mindre basseng/overvannsspeil foran kraftverksinntaket slik at:

- stabilt isdekke etableres
- inntaket med varegrind blir godt dykket for is og rask
- vannhastigheten foran inntaket blir redusert
- risikoen for luftmedrivning reduseres
- eventuelle sedimenter i elva legger seg i bassenget og kan senere spyles ut
- en får tilstrekkelig overflateareal til at vannstandsregulatoren for turbinen kan fungere tilfredsstillende

For øvrig vises det til rapport utarbeidet i regi av NVE om grunne inntak.

Inntak i mindre vatn gir gunstigere inntaksforhold og bør tilstrebes hvis mulig.

Med inntak i vatn bør også mulighetene for større eller mindre regulering undersøkes slik at en kan:

- redusere flomtapet under kortere nedbørsperioder
- tilpasse produksjonen til eget forbruk over døgnet uten tap av vann
- ha mulighet for sesongregulering

NVE skal godkjenne dammens klasse. Videre skal det framlegges nødvendig dokumentasjon av planleggingen for NVE, som skal godkjenne vesentlige deler av planmaterialet, jf. sikkerhetsforskriften.

Damtyper

Den mest vanlige damtypen for små kraftverk vil være betong gravitasjonsdam (massivdam) fundamentert på fjell. Platedammer i betong er også mye brukt. For lave dammer (< 5 m) på fjell vil disse damtypene være billigst. Dammen vil her være en del av flomløpet, mens en fyllingsdam må ha eget flomløp.

Andre fundamenteringsforhold enn fjell, tilgang på lokale materialer eller adkomstforhold kan kreve at andre damtyper som fyllingsdam (flere typer), betong hvelvdam, trebukkedam (tillates i klasse 0 og 1), trekistedam, gabiondam, etc. også blir vurdert. Eksisterende gamle fløtningsdammer utført som murte steindammer kan også benyttes, men må som oftest rehabiliteres for å tilfredsstille gjeldende regelverk.

Flomløp

Dammen må kunne avlede en flom uten skade og slik at topp av dam eller lukehus ikke blir satt under vann. For en betongdam på fjell vil flomløpet normalt være over dammen. Flomløpet må plasseres slik at energien i vannet på avløpssiden kan tas opp av fjellet uten å grave i løsmasser og slik at fundamenteringen av dammen ikke blir berørt.

Flomkapasitet over terskel: $Q_{\text{dim}} = c \cdot L \cdot H_0^{1,5}$ [m^3/s]

hvor:	Q_{dim}	- Flomkapasitet	[m^3/s]
	c	- Overløpskoeffisient	
	L	- Overløpslengde	[m]
	H_0	- Overløpshøyde (vannstand over terskel)	[m]

Dimensjonerende flom, $Q_{dim,}$, vil være Q_{1000} (gjentaksintervall 1000 år) for dammer i bruddkonsekvensklasse 2, 3 og 4. For dammer i bruddkonsekvensklasse 0 og 1 vil Q_{dim} være hhv. Q_{200} og Q_{500}.

Det kreves aksept fra NVE for hvilke flom- og tappeløp som kan tas med i beregningen av flomavledningskapasiteten.

Dimensjonering av dam og overløpsterskel for stabilitet

Det vises til krav i damsikkerhetsforskriften og tilhørende retningslinjer.

Tappeorgan i dam

Inntaksbassenget foran dammen må kunne tømmes for rask og sedimenter fra tid til annen i tillegg til at dammen kan ha behov for å bli tørrlagt for reparasjon.

Dammen bør derfor utføres med et tappeorgan. Det kan være et bunntappeløp med glideluke eller skyvespjeldventil. Alternativt kan bjelkestengsel eller nålestengsel i aluminium eller impregnert plank benyttes.

Slipping av minstevannføring

Ved konsesjonsbehandlingen vil som regel utbygger, av miljømessige hensyn, bli pålagt å slippe vann forbi inntaket. Dette kalles minstevannføring. Denne kan også pålegges med variabel størrelse over året.

Dammen må da utstyres med et tappeorgan som kan regulere dette nær uavhengig av vannstanden i bassenget. Tappeorganet må være slik anordnet at det ikke tømmer bassenget når naturlig tilsig er mindre enn minstevannføringen. Som tappeorgan kan benyttes tappeventil, bunntappeluke etc.

Når det tillates utbygging uten konsesjonsbehandling (fritak fra konsesjonsbehandling), skal alminnelig lavvannføring (se kapittel 4 Hydrologi) være tilbake på den elvestrekningen som berøres av utbyggingen.

8.3.2 Inntak

Inntakets viktigste funksjon er med minst mulig falltap å:

- få vannet inn i vannveien uten at luft, rask, sarr eller is føres med vannet. En unngår da problemer med turbinen

Inntaket utstyres med en varegrind (rist) og et stengeorgan. Sistnevnte er vanligvis en luke eller i noen tilfeller en ventil.

Inntaket må plasseres riktig i forhold til strømningen slik at rasket vil gå over flomløpet i flomperioder og ikke mot inntaket slik at det blir tettet igjen. Ei elv med mye rask, isgang og sedimenttransport bør studeres nøye før endelig utforming og plassering. Generelt plasseres inntaket i forhold til vannveitraseen slik at vannveien blir billigst mulig.

Inntaket utføres i betong mens et eventuelt lukehus over gulv for plassering av lukeopptrekk og styring gjerne utføres i tre. I de fleste tilfeller sløyfes lukehus.

Se også NVE- rapport om "Grunne inntak".

Varegrind

For å hindre større gjenstander som greiner, kvist og stein i å komme inn i vannveien installeres ei varegrind i inntaket for å unngå skader på utstyr som ventil, turbin etc. Varegrinda dimensjoneres for et gitt differansetrykk for å motstå delvis gjentetting av mose, løv etc. Varegrinda må videre dimensjoneres og konstrueres slik at det ikke oppstår resonans og dermed vibrasjoner i konstruksjonen som kan forårsake skader på grinda.

Varegrinda plasseres med tilstrekkelig dykking i forhold til vannspeilet i inntaksbassenget for å unngå isproblemer og sarrdannelse. Videre bør terskelen til varegrinda løftes opp fra elvebunnen slik at ikke sedimenttransporten langs elvebunnen kommer inn i inntaket.

Varegrinda utføres slik at den gir minst mulig falltap. Lysåpningen mellom grindstavene skal ikke være større enn at varegrinda holder tilbake gjenstander som kan kile seg fast i turbinen når ledeapparat står i ca. 80 % åpen stilling.

For små kraftverk velges gjerne grindareal som gir en brutto hastighet på vannet rundt 0,5 - 0,8 m/s inn i grindtverrsnittet. Lave hastigheter forenkler også renskingen av grinda.

For elvekraftverk av en viss størrelse hvor det i perioder av året kan være mye tilførsel av mose, løv, etc., kan det være aktuelt å installere en automatisk drevet grindrensker for rensking av varegrinda.

8.3.3 Luker, generelt

I forbindelse med dammer og inntak kan det være aktuelt å installere manøvrerbare luker for forskjellige formål. Det kan skilles mellom tre hovedgrupper:

- Flomluker for avledning av vann
    - overflateluker i dam
    - bunnluker i dam
- Inntaksluker for avstengning av vannvei mot inntaksmagasin
- Sugerørsluker for avstengning mot undervannet

Ved småkraftverk benytter en normalt ikke flomluker. Flomluker fordyrer anlegget og krever manøvrering.

Behovet for luker må vurderes for de enkelte anlegg ut fra krav til flomavledning, nedtapping av magasin, avstengning av vannvei mot magasin i gitte situasjoner etc.

Generelt gjelder det for luker at de skal være solide og pålitelige konstruksjoner under alle driftsforhold. Luke med tilhørende utstyr må utføres og plasseres slik at hensynet til funksjons- og driftssikkerhet og tilgjengelighet for inspeksjon og vedlikehold blir ivaretatt.

Manøvreringsspill skal ha kapasitet som sikrer manøvrering av luka under alle forhold ut fra de funksjonskrav som er satt.

Luker som kommer inn under damsikkerhetsforskriftens virkeområde, skal dimensjoneres i henhold til krav gitt i forskriften og tilhørende retningslinje. Luker i dammer innenfor sikkerhetsforskriftens virkeområde har samme klasse som dammens klasse og sikkerhetsforskriftens krav gjelder tilsvarende.

Dersom inntaket ikke regnes som en del av dammen, skal inntaksluka ha samme bruddkonsekvensklasse som dammen.

Luker som ikke er knyttet til dammer samt andre stengeorganer i vannveien, kommer inn under sikkerhetsforskriftens virkeområde dersom de har bruddkonsekvenser som innebærer fare for mennesker, miljø og eiendom, og skal klassifiseres i forhold til konsekvensene.

Luketyper

Nedenfor er det angitt typiske luker som er aktuelle for små vannkraftanlegg:

- **Glideluke**
  Glideluker benyttes ofte som tappeluker i dammer og overføringer, men benyttes også som inntaksluke for avstengning mot inntaksmagasin. Videre benyttes glideluker som sugerørsluke for avstengning mot undervannet i kraftstasjoner som er dykket. Glideluker er egnet som tappeluker ved at de kan stå i mellomstillinger og regulere tappemengden.

  Glidelukene er utstyrt med glidelister, ofte i messing eller bronse, som glir mot en rustfri anleggsflate i føringene. Lukebladet kan være utført som bjelkekonstruksjon eller en massiv plate. Som tetning brukes gummiprofiler.

- **Rulleluke**
  Rulleluker benyttes hovedsakelig som inntaksluker i kraftverksinntak, og blir gjerne benyttet der det er behov for en nødstengefunksjon. En rulleluke skal kunne lukkes ved egen tyngde, dvs. uten hjelp av lukespillet med full vannføring gjennom lukeløpet. En rulleluke er beregnet for å stå enten helt åpen eller stengt, og er derfor lite egnet for å stå i mellomstillinger som tappeluke.

  Større rulleluker er som regel utført som bjelkekonstruksjon, mens de mindre utføres av massive plater. Slike luker er utstyrt med hjul/ruller slik at friksjonskraften mot lukking blir så liten at luka går ned. Som tetning brukes gummiprofiler.

I tillegg til ovennevnte luketyper kan også segmentluke og eventuelt klappeluke være aktuelle luketyper for elvekraftverk av en viss størrelse i forbindelse med flomavledning over dam og regulering av vannstanden i et magasin.

Manøvreringsspill for luker kan enten være mekaniske eller hydrauliske. Hydrauliske spill er den typen som er mest benyttet. Hydraulisk utstyr er i stor grad standardisert, slik at deler er lett tilgjengelige. Videre er de tekniske løsningene som oftest svært pålitelige og robuste nok til å tåle drift selv ved svært lave temperaturer. Hydrauliske spill har sin fordel for luker som i en nødsituasjon skal åpne/stenge ved egen tyngde uten krafttilførsel.

Mekaniske spill som skruespill er også robuste løsninger som i mange tilfeller er alternativ til hydrauliske spill.

8.4 Vannvei

8.4.1 Generelt

Vannveien defineres som den veien vannet ledes fra inntak til kraftstasjonen og fram til utløpet i elv eller sjø. Vannveien kan bestå av rør, tunnel (sprengt eller boret), sjakt eller kanal. Lange vannveier kan utgjøre mer enn 50 % av kraftverkets totalkostnad. Normalt er rør, enten på fundamenter eller nedgravd, det mest aktuelle for småkraftverk. Tunnel er mest aktuelt ved større vannføringer eller der en rørgate ikke lar seg gjennomføre på grunn av vanskelig terreng. Imidlertid er det ikke sjelden at en kombinasjon boret sjakt og tunnel med fordel kan benyttes.

Vannveien må vurderes og planlegges nøye (spesielt lange vannveier). Følgende må vurderes:

- opptredende vanntrykk
- konsekvenser ved brudd
- fare for ras
- fare for frysing av vannveien
- investeringskostnader
- vedlikeholdskostnader

Avhengig av opptredende vanntrykk og rørdiameter kan det være store krefter som skal opptas ved tverrsnitts- og retningsendringer i rørtraseen.

Når type vannvei er valgt, bør det foretas en økonomisk beregning for å finne optimalt tverrsnitt. Det finnes flere tilfeller der anlegg er utført med enten for lite tverrsnitt som gir et falltap som reduserer kraftverkets inntekter, eller med et for stort tverrsnitt som gir unødvendig store investeringskostnader.

Havari på en rørgate kan få store følger for mennesker, miljø og eiendom. Uansett vil et havari kunne bli katastrofalt for utbyggerens økonomi. Dersom havariet skyldes manglende planlegging eller feil ved utførelsen, skal en ikke være sikker på at forsikringsselskapet vil dekke tapet!

8.4.2 Krav fra myndigheter

Konsesjon og tillatelser

For dette henvises til Kapittel 3 - Lover og forskrifter - saksgang

Melding om tiltak for klassifisering og godkjenning av vannveien
Når anleggseier planlegger bygging, skal det sendes en kortfattet prosjektbeskrivelse til NVE. Den skal i tillegg til data for anlegget også inneholde en beskrivelse av de tiltak som skal utføres. Ut fra stedlige forhold skal også bruddkonsekvensklasse foreslås. Dersom et eventuelt brudd på en dam eller rørgate ikke vil kunne gi skader på boenheter eller infrastruktur, kan NVE foreslå at anlegget plasseres i bruddkonsekvensklasse 0 iht. *Forskrift om sikkerhet ved vassdragsanlegg* som er trådt i kraft 01.01.2009. For mindre anlegg som unntas offentlig tilsyn, vil krav ved utbyggingen overlates til stedlige byggemyndigheter iht. plan- og bygningsloven (pbl).

Planlegging av rørgater i bruddkonsekvensklasse 0 - 3
Dersom NVE plasserer rørgaten i en av bruddkonsekvensklassene fra 1 til 3, skal planlegger og utførende ha kvalifikasjoner iht. NVEs *Forskrift om sikkerhet ved vassdragsanlegg.* NVE står for godkjenning av rådgivningsfirmaer. En liste over disse finnes på NVEs hjemmesider (www.nve.no). Entreprenører godkjennes iht. godkjenningsordningen i pbl.

Det forlanges også at det før igangsetting utarbeides en kontrollplan for utførelsen iht. NVEs *Retningslinje for planlegging og bygging* for å sikre at utførelsen blir som planlagt. Ved ferdigstillelse skal det utarbeides en sluttrapport med kontrollørens vurdering av kvalitet på rørgaten.

For vassdragsanlegg som plasseres i bruddkonsekvensklasse 0 gjelder kun forskriftens krav om sikringstiltak av hensyn til allmennheten og melding om ulykker og hendelser, i tillegg til noen fellesbestemmelser.

8.4.3 Rør

Rørtyper
Det er flere rørtyper som kan være aktuelle. Ved store dimensjoner kombinert med høye trykk er kun stål egnet som rørmateriale. Ved lavere trykk eller mindre dimensjoner har man valget mellom ulike rørmaterialer som alle har forskjellige krav til skjøtemetode og fundamentering. Nedenfor er det listet opp en sammenstilling av rørtyper som benyttes. Jf. krav gitt i damsikkerhetsforskriften samt i retningslinje for stenge- og tappeorganer, rør og tverrslagsporter. Dersom vanlige bruksområder for standardiserte, serieproduserte rør fravikes i henhold til anbefalinger gitt i retningslinjer kreves det ekstra dokumentasjon av rørene.

Rørtype	Bruksområde/utførelse/fundamentering/vedlikehold
Stålrør	Stålrør kan i utgangspunktet leveres i ”alle” rørlengder, diametere og trykklasser, men leveres ofte i lengder à 6 eller 12 m. Frittliggende rør utføres med ekspansjonsbokser ved forankringsklosser for å ta opp aksiell bevegelse pga. temperatur- og trykkvariasjoner. For frittliggende rør kan fundamentavstand velges opp til 12 m der forholdene tillater det. Nedgravde rør kan legges uten ekspansjonsboks og forankringsklosser der mulighetene ligger til rette. Nedgravde rør utstyres gjerne med inspeksjonsmulighet med jevne mellomrom langs røret. Der forholdene ligger til rette vil nedgravde rør gi billigste løsning. Stålrør krever blåserensing og maling inn- og utvendig. For nedgravde rør benyttes ekstra korrosjonsbehandling utvendig, for eksempel polyetylenkappe. Som alternativ til sveising av rørskjøter på anlegg benyttes i noen tilfeller strekkfaste eller ikke strekkfaste koblinger.
Støpejernsrør	Duktile støpejernsrør er ofte et alternativ til stålrør. Rørene leveres i standard lengder, diametre og trykklasser som kobles sammen med strekkfaste eller ikke strekkfaste muffekoblinger. Standardlengder er 6 og 7 meter avhengig av rørleverandør.

	Støpejernsrør legges frittliggende på fundamenter eller nedgravd i grøft. Fundamentavstand for frittliggende rør er 6 eller 7 m avhengig av rørlengde. Med ikke strekkfaste koblinger må frittliggende rørgater utføres med fastfundament for hvert rør. For nedgravde rør ved helninger over ca. 15^{g}, skal det, uavhengig av grunnforholdene, utføres beregninger som viser hvordan stabiliteten av røret blir ivaretatt (inklusive eventuelt bruk av forankringsfundamenter og/eller rør med strekkfaste skjøter). Duktile støpejernsrør blir gjerne skiftet ut når de er modne for vedlikehold.
GRP-rør (Glassfiber Reinforced Polyester)	GRP-rør kan være et alternativ til stålrør eller duktile støpejernsrør, og leveres i standard lengder, diametre og trykklasser som kobles sammen med ikke strekkfaste muffekoblinger. Standardlengde er fra 6 til 12 meter avhengig av rørleverandør. GRP-rør leveres innknekkingssikre. Strekkfaste skjøter er mulig å skaffe. GRP-rør legges frittliggende på fundamenter eller nedgravd i gjenfylt grøft. Frittliggende rør utføres med fastfundament for hvert rør. Fundamentavstand for frittliggende rør er fra 6 til 9 meter avhengig av rørlengde. Koblinger og fundamenter vil etter hvert kreve noe vedlikehold. Fundamentering av nedgravde GRP-rør ved helninger over ca. 15^{g} gjelder tilsvarende for duktile rør.
PE-rør (Polyetylen)	PE-rør benyttes vanligvis nedgravde, men tillates lagt på bakken i bruddkonsekvensklasse 0 og 1. PE-rør leveres enten i kveil for de minste diametre eller som faste lengder som sveises sammen på stedet. Rørene leveres i standard diametre og trykklasser. PE-rør skal leveres innknekkingssikre. Plastrør skiftes normalt ut når de er modne for vedlikehold. Fundamentering av PE-rør for helninger over ca. 15^{g} gjelder tilsvarende for rør nevt foran.
Forspente betongrør	Betongrør er i noen grad benyttet ved store diametre ved moderate og lavere vanntrykk, men er på grunn av sin store vekt lite benyttet. Rørene tillates bare benyttet nedgravd og det kreves god komprimering da de ikke tåler ujevn setning.
Trerør	Trerør tillates bare benyttet som frittliggende rør i klasse 0 og 1 og med vanntrykk opp til ca. 40 m. Trerør tåler lite undertrykk før de klapper sammen. Rørtrasé og luftinnslippingsorgan må derfor velges slik at det ikke oppstår undertrykk langs noen del av traséen. Trerør legges vanligvis kontinuerlig og frittliggende på fundamenter. Trerør krever relativt tett med fundamenter, avstand 3-4 m. Fundamentavstand beregnes i hvert tilfelle. Trerør vil kreve relativt mye vedlikehold over tid.

Det presiseres at prisforskjeller mellom rørtypene kan endre seg over tid avhengig av utviklingen på aktuelle råstoff.

Optimalisering av rørdiameter

I tilløpsrør oppstår det falltap som øker med vannhastigheten i røret. Dette skyldes i hovedsak friksjonen mellom vann og rørvegg. I tillegg kommer singulære falltap i bend, innsnevringer, utvidelser. etc. Da en vannturbin utnytter vannets trykkenergi, er det om å gjøre at minst mulig av energien tapes i vannveien.

For en bestemt vannmengde påvirkes energitapet av tre faktorer:

- rørets lengde
- rørets innvendige diameter
- rørets innvendige flate (ruhet)

Valg av rørdiameter er en avveining mellom kostnader for røret og falltapet i røret. Rørets tverrsnitt bestemmes slik at marginal kostnad ved økning av tverrsnittet skal være lik verdi av innvunnet energi. Eller for å si det på en annen måte: Optimal rørdiameter finnes ved at en bestemmer det tverrsnittet der kostnaden for den siste økning av tverrsnittet er lik nåverdien av framtidige inntekter på grunn av denne utvidelsen. Ved optimalisering av vannveien benyttes en energipris som gjenspeiler framtidens situasjon så godt den lar seg definere.

Rørdiameter: $D = \sqrt{\frac{4 \cdot Q}{C_{maks} \cdot \pi}}$ [m]

hvor:	Q	- Turbinens slukeevne	[m^3/s]
	C_{maks}	- Maksimal vannhastighet $= \frac{Q}{A}$	[m/s]
	A	- Rørtverrsnitt	[m^2]
	π	- 3,14	[-]

Hastigheten i et rør etter optimalisering vil ligge i størrelsesorden mellom 2 - 4 m/s basert på maksimal turbinvannføring.

For rørgater med høyt trykk kan det være økonomisk å øke diameteren øverst hvor trykket er lavest. Røret kan slik sett deles inn i trykkområder med hver sin optimale diameter.

Lengden på røret er avhengig av traseen som velges fra inntaket og ned til kraftstasjonen. I utgangspunktet bør det velges en trase som gir kortest mulig rørlengde, og hvor det samtidig er lett å legge røret. Ved fastlegging av rørtrase og rørlengde må det tas hensyn til ujevnheter i terrenget og omveier som må tas fra inntaket og ned til kraftstasjonen.

Friksjonstapet i et rør, er som nevnt, bestemt av rørets lengde, diameter, vannhastigheten og ruheten i rørveggen.

Friksjonstap: $h_{tap} = \lambda \cdot \frac{L}{D} \cdot \frac{C^2}{2 \cdot g}$ [m]

hvor:	λ	- Friksjonskoeffisient	[-]
	L	- Rørlengde	[m]
	D	- Rørdiameter	[m]
	C	- Vannhastighet	[m/s]
	g	- Tyngdens akselerasjon	[9,81 m/s^2]

Friksjonskoeffisienten for rør er avhengig av rørets overflateruhet, diameter og hastighet på vannet.

Nedenfor er det angitt friksjonskoeffisienter for forskjellige rør som grunnlag for grove overslag. Friksjonskoeffisienten avtar med økende rørdiameter og øker med avtagende hastighet i røret.

Rørtype	**Friksjonskoeffisient**
Stålrør (nymalt)	Størrelsesorden 0,015
Duktile støpejernsrør	Størrelsesorden 0,016
GRP-rør	Størrelsesorden 0,015
PE-rør	Størrelsesorden 0,015
Betongrør	Størrelsesorden 0,050
Trerør	Størrelsesorden 0,030

For å bestemme type rør og kostnad må en bestemme det maksimale trykket røret skal dimensjoneres for. Ved lastavslag eller -påslag, dvs. ved lukking eller åpning av turbinens ledeapparat oppstår det

trykkvariasjoner i tilløpet. Under ellers like forhold øker trykkvariasjonene med økende lengde og vannhastighet. Trykkvariasjonen er sammen med fallhøyden bestemmende for dimensjonerende trykk for tilløpsrøret.

Maksimal trykkstigning for rør ved fallhøyder over ca. 200 m blir i størrelsesorden 10 % av brutto fallhøyde. Ved lavere trykk kan maksimal trykkstigning bli i størrelsesorden 15 - 20 %.

Fastlegging av lukketiden til turbinens ledeapparat er en avveining mellom trykkvariasjoner i vannveien og turtallsstigning for turbinaggregatet. Rask lukketid gir store trykkvariasjoner og liten turtallsstigning mens lang lukketid gir lave trykkvariasjoner og stor turtallsstigning.

For Peltonturbiner med deflektor, som bøyer av vannstrålen ved et turbinavslag, kan trykkvariasjonene i tilløpet bli lavere enn for eksempel en Francisturbin ved å bestemme en lang lukketid for nålene.

8.4.4 Nedgravde rør

Generelt
For å få til en god rørtrase kreves godt kartunderlag eller oppmåling. En unngår da unødig høye skjæringer, høye fyllinger og for mange retningsendringer som krever forankring. Ut fra rørleverandørens krav til maksimalt retningsavvik i rørmuffene legges røret i slake kurver i terrenget både horisontalt og vertikalt. Dersom maksimalt avvik følges kan de opptredende kreftene opptas av omliggende masser. Dette krever imidlertid at en benytter friksjonsmasser (knuste masser) uten finstoff.

Det bør i tillegg tas hensyn til følgende forhold ved planleggingen:

- En rørgrøft kan lett bli en drenasjegrøft for omliggende terreng. Det er derfor viktig at vanntilsig ledes ut av grøften ved jevne mellomrom. Vann i grøfta kan gi oppdrift av røret når det ikke er fylt
- Bekker som krysser rørgatetrasèen må ledes sikkert forbi og helst i åpen kanal

Legging av rør i grøft
Rørgrøften utføres i henhold til rørleverandørens anvisning, eventuelt i henhold til beskrivelse utarbeidet av fagansvarlig som har prosjektert anlegget. Grøften graves etter vanlige regler for graveskråning, eventuelt sprenges i henhold til NS 3420. Det er viktig med avgreninger for drenasje av grøften. Deretter legges et fundament av friksjonsmasser som komprimeres i henhold til gjeldende krav. Friksjonsmassene vil selv være drenerende, men det anbefales å sikre drenasjen med spesielle drenasjerør. Trykkrøret legges med avstandsklosser i muffene. Dette sikrer at en har ”noe å gå på” ved belastninger fra vanntrykk og temperaturendringer. Friksjonsmasser legges også på begge sider av røret og komprimeres i henhold til gjeldende krav. Normalt ønsker rørleverandøren friksjonsmasse til omtrent midtveis mellom senter og topp rør. En godt komprimert sidestøtte for røret sikrer at horisontale krefter kan opptas uten at røret glir ut av muffene. Enkelte leverandører anbefaler også at friksjonsmasse benyttes til omfylling over røret. Imidlertid kan friksjonsmassen ofte være kostbar i innkjøp og frakt. Det anbefales å vurdere å benytte stedlig masse harpet for større stein. Leverandørene angir maksimal steinstørrelse i sine spesifikasjoner. Til resterende tilbakefylling benyttes stedlige masser med en overdekning bestemt av frostdybde og eventuelle vertikalkrefter som skal ivaretas. Det påpekes viktigheten av at det benyttes tette masser i overflaten for å hindre at for mye vann dreneres ned i grøften. Lokalt fjernet topplag skal normalt tas vare på og legges tilbake i rørtraseen.

Krefter som påvirker røret eller rørgrøfta og nødvendige tiltak

Type	Årsak	Tiltak
Undertrykk (vakuum)	Undertrykk kan oppstå ved tømming av røret. Dette gjelder alle typer rør	Det etableres en mulighet for innslipp av luft ved rørgatens øvre ende
Vanntrykk	Vanntrykket oppstår ved trykksetting av røret, og det tillegges variable laster, for eksempel trykkstøt	Korrekt trykklasse velges. Røret må forankres ved retnings- og tverrsnittsendringer
Jordtrykk	Jordtrykket kan bli stort der røret blir liggende dypt	Rørleverandøren har opplysninger om hva røret tåler av overfylling. Hvis jordtrykket blir for stort må traseen justeres. Alternativt utføres tiltak som reduserer overfyllingen
Egenvekt	Rørets egenvekt kan resultere i glidning ved bratt terreng	Betongfundamenter som forankring av rørene. Alternativt kan rørene forsynes med strekkfaste skjøter
Trafikklast	Veier som krysser rørgaten	Kontakt rørleverandøren for å få oppgitt hva røret tåler av trafikklast. En støpt betongplate kan fordele lasten. Alternativt kan røret legges i kulvert

Fundamentene for retnings- eller tverrsnittsendringer får forskjellig omfang avhengig av om det fundamenteres på fjell eller løsmasse. Dersom fjell er tilgjengelig i umiddelbar nærhet, anbefales å legge traseen på fjell da fundamentene i dette tilfellet blir vesentlig enklere og billigere. Ved fjell kan en normalt oppta kreftene ved hjelp av fjellbolter. Ved fundamentering på løsmasser skal hele belastningen opptas med fundamentets vekt. Ved store trykk og rørdiametre kan dette resultere i formidable fundamenter. Ved rørgater i bruddkonsekvensklasse 4 skal imidlertid kreftene kun opptas av fundamentets vekt.

Tiltak ved kryssende bekker
Som tidligere nevnt, kan en rørgrøft lett bli en drenasjegrøft for omliggende terreng. Noe vann vil alltid trenge ned i rørgrøften, men dette ivaretas av et planlagt drensjesystem. Vann fra kryssende bekker må imidlertid ivaretas spesielt, og det anbefales etablert et sikkert innløp til en betongkanal over rørgaten. For å tilfredsstille miljøhensyn kan kanalen ”kamufleres” med stein og løsmasser.

8.4.5 Rør på fundamenter (frittliggende rør)

Generelt
Som for nedgravde rør er det viktig å måle opp en trasé best mulig slik at en sikrer en optimal plassering. Rør på fundamenter består av rette partier med markerte knekkpunkter der krefter fra retningsendringene ivaretas av forankringsklosser, og det er de samme krefter som belaster rørgaten (jf. pkt. 8.3.4).

Følgende viktige elementer bør i tillegg hensyntas ved planleggingen:

- Frittliggende rør er utsatt for frost. Eventuell frostisolasjon må vurderes
- Bekker som krysser rørgatetraseen må ledes sikkert forbi røret slik at ikke løsmasser eller annet som føres med bekken kan blokkere passasjen
- Frittliggende rør kan lett skades ved ras. Det er derfor viktig å skjerme rørene på rasfarlige steder

Utførelse av fundamenter
Fundamenter for retnings- eller tverrsnittsendringer utføres i hovedsak som for fundamenter ved nedgravde rør. Imidlertid stilles det spesielle krav til fundamenter for skjøter ved GRP-rør uten muffe da røret skal understøttes på hver side av skjøten.

Mellomfundamenter benyttes ved lange rør (8–12 m) for å støtte opp røret mellom de store klossene. Fundamentene vil bli påvirket av vertikallast og en varierende aksialkraft på grunn av friksjon ved temperaturendringer.

8.4.6 Bruddkonsekvensklasser, godkjenning

For anlegg plassert i en bruddkonsekvensklasse er det et myndighetskrav at rørgaten og fundamentene skal planlegges og beregnes av NVE-godkjente rådgivere. Imidlertid kan konsekvensene for den enkelte kraftverkseier bli formidable ved et havari så det anbefales at en godkjent rådgiver blir kontaktet uansett.

8.4.7 Tunnel/sjakt

Typer; sprengt eller boret
Tunnel benyttes også for små kraftverk, men da helst ved større vannføringer eller der terrenget ikke muliggjør legging av rør. Korte tunneler, 5-600 m lange, kan dersom fjellet er normalt bra konkurrere med stålrør med diameter fra 1,0 m og oppover. Slike tunneler kan drives med enkelt utstyr, såkalt "last og bær"-utstyr. Minstetverrsnittet vil ligge på 10-12 m^2. Det er sjelden at noe annet enn minstetverrsnittet er aktuelt for små kraftverk. Dersom en i tillegg tar hensyn til at tunnelen ikke fryser om vinteren, har lave vedlikeholdskostnader, ikke er utsatt for rasfare fra snø og is og på grunn av sin størrelse også har lavere friksjonstap enn rør, så kan tunnelen være et interessant valg som vannvei.

Korte tunneler og sjakter kan også utføres ved boring. Med vanlig rett boring (pilothull og opprømming til ønsket diameter) kan inntil ca. 700 m bores. Diameteren kan være større enn 2 m.
Det er i dag også mulig å benytte retningsstyrt boring. På dette feltet arbeides det for tiden med utvikling av prototyper.

Kombinasjon med sprengt tunnel og boret sjakt benyttes ofte. Da føres vannet ut fra tunnelen i rør fram til turbinen. I denne forbindelse er det viktig å huske at røret da må føres så langt inn i tunnelen at fjelloverdekningen gir fjellspenninger som med en akseptabel sikkerhetsfaktor overstiger vanntrykket.

Friksjonstapet for tunneler beregnes etter følgende formel:

Friksjonstap: $$h_{tap} = \frac{L \cdot Q^2}{M^2 \cdot A^2 \cdot R^{1,333}}$$ [m]

der

Q	- Turbinvannføring	[m^3/s]
L	- Lengde på tunnelen	[m]
M	- Mannings friksjonskoeffisient, 1)	[m 1/3/s]
A	- Tunneltverrsnitt	[m^2]
R	- Hydraulisk radius = A/O	[m]
O	- Våt omkrets	[m]

1) ca. 33 for sprengt tunnel og ca. 65 for boret

Optimalisering av tunnel/sjakt
Optimalisering av tverrnittet foretas på samme prinsipielle måte som for rør.

8.4.8 Kanal

Kanal er mest vanlig i avløpet fra stasjonen og ut i elva eller vannet/havet, men kan også benyttes i tilløpet. Kanalen må ligge med svakt fall. Hvis kanalen eksempelvis har et falltap på 10 cm over en 100 m lengde, må kanalen ha et tilsvarende fall over den samme lengden. Helningen bør legges slik at vannhastigheten ikke overstiger ca. 1 m/s. Høyere hastighet gir større falltap og dermed større krav til erosjonssikring. De stedlige forhold vil være bestemmende for hva som er mulig å få til og hva som totalt sett er riktig fallforhold.

Kanal kan være en billig vannvei dersom den blir liggende i tette masser slik at en slipper tetting med betong, asfalt eller geomembran i bunn og sider. Den kan også lett utføres av utbygger selv. Hvis topografien og klimaforholdene ligger til rette for det, kan det være en god måte å føre vannet fram til et egnet sted hvor det kan tas ned i en rørgate. I vurderingen må en ta spesielle hensyn til forholdene om vinteren og om det er mulig å holde kanalen i drift eller driftsklar under alle vinterforhold og under kortere driftsstans. I tillegg må det tas spesielle hensyn til flomforhold, avledning av bølger ved turbinavslag etc.

Falltapet i kanaler kan beregnes etter samme formel som for tunneler. Manningstallet for grove overslag vil ligge mellom 25-30 for henholdsvis løsmasse og sprengte kanaler.

8.4.9 Ventiler og luker

Funksjon
Ventiler og luker har som oppgave er å stenge av vannveien for vannstrømning. Avhengig av dimensjoner, belastninger, funksjons- og sikkerhetskrav og pris velges den mest hensiktsmessige ventil- eller luketype til sitt formål.

- **Avstengning øvre ende av vannvei/tilløpsrør**

  Vannveien må kunne avstenges med ventil eller luke ved inntaket. For rørgater som kommer inn under NVEs sikkerhetsforskrifter kreves at vannveien på en sikker måte skal kunne stenges ved alle tenkelige vannføringer. I bruddkonsekvensklasse 1 kreves kun manuell avstengning. For anlegg i bruddkonsekvensklasse 2 og høyere kreves automatisk virkende stengeanordning.

  Stengeanordninger har følgende formål:

- Avstengning av vannvei ved inspeksjoner og reparasjoner nedstrøms
- Nødavstengning av vannvei ved for stor vannføring i røret som følge av et rørbrudd

- **Stengeventil foran turbinen**

  En slik ventil inngår vanligvis i turbinens start- og stopp-prosedyre, og har følgende formål:

- Unngå stående trykk på ledeapparat ved store fallhøyder for å hindre at lekkasjevann fra ledeapparatet skader turbinen. Lekkasjevannet kan være tilstrekkelig til at turbinen holdes i rotasjon
- Tilgang til turbinen for inspeksjon uten å måtte tømme vannveien
- Nødstenging ved feil på ledeapparat, lang rusing etc.

Aktuelle ventiltyper

- Spjeldventil - fallhøyder inntil ca. 200 m
- Kuleventil - fallhøyder over ca. 200 m

Ventilen er ofte utstyrt med et oljehydraulisk manøvreringspådrag. Ventilen åpnes med oljetrykk, står i åpen stilling på oljetrykket under drift, og lukker ofte ved hjelp av et fallodd.

8.5 Kraftstasjon, bygg

Kraftstasjonen legges enten i dagen eller i fjell. Sistnevnte plassering er aktuelt ved tunnelløsninger. To alternativer er aktuelle her:

- Rør i tunnel og kraftstasjon i dagen
- Kraftstasjon i fjell med egen adkomsttunnel eller med felles utløps- og adkomstunnel.

Valg av løsning bestemmes i hovedsak av økonomiske og miljømessige forhold.

Kraftstasjonsbygningens viktigste funksjoner vil være:

1. Oppta vanntrykket som virker på turbinen eller ventilen når den er stengt.

2. Være fundament for turbin, generator og sugerør og ta opp de krefter som disse påfører fundamentet slik at utstyret ikke forskyver seg og ikke vibrerer.

3. Skape et innemiljø for det elektromekaniske utstyret som er tørt, ikke for varmt under produksjon og ikke for kaldt under driftsstans (ventilering sommerstid og oppvarming vinterstid)

4. Sikre utstyret mot flom i elva

5. Isolere for støy i forhold til naboer

Bygningen bør i tillegg gis en form og en farge som er estetisk, og som ved riktig materialvalg passer inn i landskapet.

Funksjon 1 løses best med å støpe fundamentet for stasjonen i betong med en tyngde og plassering i terrenget slik at fundamentet kan ta opp vanntrykket. Dette er normalt en horisontal kraft som er betydelig.
Denne kraften er betydelig. For eksempel virker det en horisontal kraft på 100 tonn på en stengt ventil foran turbinen med diameter ø 0,8 m når vanntrykket er 200 m. Fundamentet bør derfor helst legges på fjell, men det kan også fundamenteres på løsmasser med tilstrekkelig bæreevne. For å oppta den horisontale kraften bør betongfundamentet ha tilstrekkelig vekt og/eller graves ned slik at det blir tilstrekkelig motfylling. Jordankre kan også nyttes. Ved stålrør eller strekkfaste rør kan stasjonen også henges i disse. Dette forutsettes god forankring i overliggende klosser. På fjell bør det sprenges ut en god fortanning under sålen eller legge fundamentet mot en god fjellhammer.

Når vanntrykket står mot turbinen og ikke ventilen, vil horisontalkraften bli en annen, avhengig av størrelsen på turbintrommen. Denne kraften oppgis av turbinleverandøren.

Funksjon 2 løses best med et fundament i armert betong. Armeringen må ta opp interne krefter fra utstyret slik at ikke riss eller sprekker oppstår. Betongen må ha tilstrekkelig tyngde til at utstyret ikke vibrerer.

Funksjon 3 løses ved å bygge et isolert, værbestandig bygg over gulv. Det må ha tilstrekkelig med åpninger med vifter til å transportere all tapsvarmen ut under drift. Ventilene må kunne stenges under stans, spesielt om vinteren. Normalt tap fra en luftkjølt generator vil være ca. 5 % avhengig av størrelse. En 100 kW generator vil avgi ca. 5000 watt; dvs. en betydelig varmekilde for et lite rom. Temperaturen bør ikke komme over 35 grader.

Ved driftsstans om vinteren er det viktig at temperaturen helst holdes over 5-10 grader for ikke å skade det elektriske utstyret.

For mindre anlegg kan bygningen være uisolert hvis elektronikkskap er laget for å tåle en kortere driftsstans.

Transformatoren bør monteres utenfor bygget og bak et nettinggjerde. Større transformatorer som er oljeisolerte må stå på fundamenter over en oljegruve som kan ta opp oljelekkasjer. Tørrisolerte transformatorer krever ikke oljegruve.

Funksjon 4 løses ved at flomvannstanden ved stasjonen kartlegges. En 100 års eller 1000 års flom bør beregnes og deretter bestemmes hvilken risiko en vil ta. Det gjøres ved å veie kostnader ved bedre sikring mot de eventuelle skader som vil oppstå hvis en stor flom skulle inntreffe. Sikring betyr normalt å løfte høyden på maskinsalgulvet og se til at det ikke er åpninger inn under dette nivået.

Ved flom blir bygningen på grunn av høyere vannstand også utsatt for oppdriftskrefter. Under ugunstige forhold kan disse løfte bygningen. En bør derfor kontrollere at bygning med eller uten utstyr veier mer enn oppdriften. De fleste små kraftverk er tørroppstilt med maskinsalgulv godt over normal vannstand. Derved er det noe å gå på under flom.

Funksjon 5 løses best ved en usjenerende lokalisering av kraftstasjonen i forhold til naboer. Støyspredningen bør studeres før plassering. Terrengformasjoner og/eller vegetasjon vil virke som skjerming. Bruk av mest mulig støydempende byggemateriale bør benyttes og åpninger og vifter (gjerne med lydfeller) for ventilasjon bør vende vekk fra naboer. Ved peltonaggregat bør det henges lyddempende matter eller etableres vannlås ved utløpskanalen/røret.

8.6 Turbin

8.6.1 Generelt

Vannturbinene omdanner vannets energi til mekanisk energi på en roterende aksling. En tradisjonell inndeling av turbiner skiller mellom:

- **Partialturbiner** (fristråleturbin), dvs. turbiner med pådrag på bare en del av løpehjulets omkrets, for eksempel Peltonturbiner.

  Maksimalt turtall for partialturbiner er kun avhengig av vannføring og fallhøyde. Turtall velges så høyt at man ikke risikerer såkalte dråpeslagstæringer på løpehjulet.

- **Fullturbiner**, dvs. turbiner hvor løpehjulet drives på hele omkretsen og alle kanaler til enhver tid er fylt med vann med ett eller annet trykknivå, som Francis- og Kaplanturbiner.

  For fullturbiner er også vannføring og fallhøyde viktig for turtallet, men her må det i tillegg tas hensyn til trykknivået inne i turbinen. I følge Bernoulli's ligning vil trykket synke når hastigheten øker, og ved for lavt trykk vil vannet begynne å koke ved den aktuelle temperatur og dampblærer vil bli dannet, dvs. at turbinen kaviterer. Der dampblærene "klapper" sammen igjen vil det være store lokale belastninger som kan tære på materialet, såkalte kavitasjonsskader.

8.6.2 Turbintyper

De forskjellige turbintyper har forskjellige egenskaper og bruksområder. Aktuelle turbintyper:

- **Peltonturbin**
  Peltonturbiner brukes ved liten vannføring i forhold til fallhøyden. Peltonturbinen har et område som overlapper Francis turbinen. Overgangsområdet er leverandøravhengig.

I en Peltonturbin ledes vannet gjennom en eller flere dyser som strømmer inn på skovlene til det roterende løpehjulet som fri vannstråle. Når vannstrålen treffer en skovl bøyes strålen av slik at det overføres en impuls som gir rotasjon av hjulet. Dysene er regulerbare for regulering av vannmengden inn på løpehjulet.

Peltonturbiner kan være utstyrt med opp til 6 dyser. Flere dyser gir bedre mulighet for kjøring på dellast slik at tilgjengelig vannmengde utnyttes bedre.

Peltonturbiner har noe lavere maksimal virkningsgrad enn Francisturbiner, men har høyere virkningsgrad på dellast enn Francis turbinen.

Peltonturbiner kan være enten horisontalt eller vertikalt oppstilt. Horisontale turbiner har 1 eller 2 dyser, mens vertikale turbiner har flere dyser, ofte 4, 5 eller 6 dyser.

Peltonturbiner krever avløp med frispeil (fri vannflate mot luft). For å sikre tilstrekkelig lufttilførsel rundt løpehjulet er det viktig at løpehjulet er plassert med tilstrekkelig høyde over undervannet.

Fallhøyden regnes ned til turbinsenteret.

- **Francisturbin**
  Francis turbinen er den vanligste og brukes ved middels vannføringer i forhold til fallhøyde. Francis turbinen dekker området mellom Pelton- og Kaplanturbinen. Overgangsområdene mot Pelton- og Kaplanturbinene er leverandøravhengig.

  Vannet i en Francis turbin ledes inn via en spiraltromme som fordeler vannet jevnt på ledeskovlene og videre til løpehjulet. Ledeskovlene er regulerbare for regulering av vannmengden inn på det roterende løpehjulets skovler. Etter løpehjulet strømmer vannet inn i sugerøret slik at høydeforskjellen mellom turbinen og undervannet blir utnyttet og at hastigheten gjenvinnes til trykkhøyde. Derfor er et godt utformet sugerør viktig ved lavere fallhøyder. Det betyr at sugehøyden utgjør en viktig del av den energiforvandlingen som finner sted mellom innløpet til og utløpet fra løpehjulet.

  En Francisturbin utføres som regel med turbintromme i stål.

  Francisturbiner kan enten være horisontalt eller vertikalt oppstilt. For å minimalisere byggekostnadene er små kraftverk som regel bygd med horisontal turbin. Turbinen er da lagt ut med sugehøyde slik at utstyret er tørroppstilt i forhold til undervannet, dvs. at kraftverket er selvdrenerende og bygges uten sugerørsluker og lenseanlegg. Større turbiner er stort sett vertikalt oppstilt og lagt ut med dykking i forhold til løpehjulet.

  De fleste små Francisaggregater utføres med løpehjulet direkte koblet til generatorakselen.

  Som nevnt, utnyttes fallhøyden helt ned til undervannet. I forhold til Peltonturbin innvinnes ca. 2 m ekstra fall.

  Francisturbinen har noe høyere maksimalvirkningsgrad enn Peltonturbinen, men virkningsgraden reduseres betydelig når turbinen kjøres på lave vannføringer. Derfor bør to turbiner vurderes når en ikke har magasin.

- **Kaplanturbin**
  Kaplanturbinen brukes for store vannføringer i forhold til fallhøyde. Kaplanturbinen har et område som overlapper Francisturbinen. Overgangsområdet er leverandøravhengig.

Kaplanturbinen er til en viss grad lik Francisturbinen i utforming når det gjelder spiraltromme og ledeapparat, og energiuttaket skjer i prinsippet på samme måte. Kaplanturbinen skiller seg imidlertid fra Francisturbinen ved at den har et løpehjul formet som en propell med vridbare skovler, noe som gir god virkningsgrad ved variasjon i vannføring og fallhøyde. Dette gjør Kaplanturbinen egnet i elver uten magasin der vannføring og fallhøyde varierer mye over året. Den maksimale virkningsgraden er som for en Francisturbin, men holder seg høy også ved lavere vannføringer.

En Kaplanturbin med regulerbart ledeapparat og regulerbare løpehjulsskovler som beskrevet ovenfor kalles dobbeltregulert. Ved liten variasjon i vannføring og med kjøring mot et stivt nett kan en enkeltregulert Kaplanturbin med faste ledeskovler og regulerbare løpehjulsskovler være et alternativ.

Kaplanturbinen utføres med turbintromme i stål, betong eller en kombinasjon av disse. Dette er avhengig av fallhøyden.

En tradisjonell Kaplanturbin har vertikal oppstilling. Varianter av Kaplanturbinen er rørturbin (Bulb turbin) og S-turbin, sistnevnte en enkeltregulert Kaplanturbin. I tillegg finnes andre varianter av Kaplanturbinen som er utviklet hos forskjellige leverandører.

Siden Kaplanturbinen har sugerør, utnyttes fallhøyden helt ned til undervannet.

- **Crossflowturbin**

Crossflowturbin (tverrstrømsturbin) er beregnet for store vannføringer og lav fallhøyde. Også små Crossflowturbiner benyttes. Crossflowturbinen overlapper deler av bruksområdet til Kaplan-, Francis- og Peltonturbiner. Virkningsgraden er som regel vesentlig lavere enn for disse turbintypene.

8.6.3 Turbinvalg

Fastlegging av turbinstørrelse

Karakteristiske naturgitte parametere for turbinytelsen er først og fremst vannføring og fallhøyde. Turbinytelsen er uttrykt ved følgende formel:

Turbinytelse: $P_t = \rho \cdot g \cdot Q \cdot H_n \cdot \eta$ [W]

hvor:	ρ	- Vannets spesifikke vekt	[1000 kg/m^3]
	g	- Tyngdens akselerasjon	[9,81 m/s^2]
	Q	- Turbinvannføring	[m^3/s]
	H_n	- Netto fallhøyde	[m]
	η	- Turbinvirkningsgrad	[-]

For beregning av avgitt effekt fra generator og eventuelt transformator må virkningsgraden for disse også tas med i beregningen i formelen ovenfor. Dersom det benyttes gear mellom turbin og generator, må det også tas hensyn til tap i dette.

Peltonturbiner plasseres så lavt ned mot undervannet som praktisk mulig for å utnytte fallhøyden maksimalt. Avstanden fra turbinsenter til undervann vil representere et tap, men det må tas hensyn til oppstuving i undervannet under drift og i flomsituasjoner, slik at undervannet ikke stiger for langt opp under løpehjulet.

For Francis- og Kaplanturbiner vil fallhøyden fra turbinsenter og ned til undervannet, sugehøyden, uttrykkes som et "sug" eller undertrykk. Det må her tas hensyn til at undertrykket ikke blir for stort slik at det er fare for kavitasjon. Sugehøyden er derfor viktig for fastsettelse av turbinens omløpstall.

Ettersom det er sammenheng mellom omløpstall og maksimal tillatt sugehøyde må høyt omløpstall i mange tilfeller kompenseres med lavere sugehøyde, dvs. at turbinen må plasseres lavere mot undervannet. For større maskiner må man ofte dykke turbinen, dvs. plassere løpehjulet lavere enn undervannsnivået av hensyn til kavitasjon.

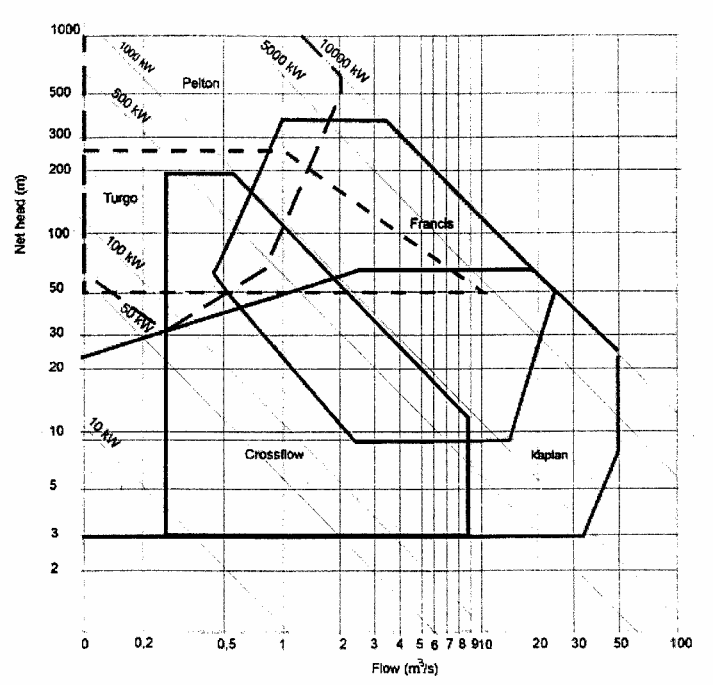
Generelt kan det sies at man vil forsøke å plassere turbinen så lavt som mulig i forhold til undervannet. For Peltonanlegg gjøres dette for å oppnå maksimal utnyttelse av fallhøyden, og for Francis- og Kaplananlegg for å kunne få så høyt turtall som mulig uten risiko for kavitasjon.

Fastlegging av turbintype

Det er viktig å velge den turbintypen som egner seg best for hvert enkelt kraftverk. Dette for å få en best mulig utnyttelse av vannføring og fallhøyde. Generelt kan man si at turbinvalget er bestemt av følgende 3 faktorer:

- Fallhøyde [m]
- Vannføring [m^3/s]
- Turtall [o/min]

Nedenfor er et kurveoppsett som viser typisk eksempel på inndeling av turbintyper etter vannføring og fallhøyde.



Inndelingen av turbintyper som vist kan variere noe fra leverandør til leverandør.

I kurveoppsettet over framkommer ikke turtallet som en funksjon ved valg av turbintype. Turbinens turtall er en vesentlig størrelse som er med på å bestemme de fysiske dimensjonene til turbin og generator. Videre er turtallet også med på å bestemme de bygningsmessige arbeidene med tanke på plassering av turbinen i forhold til undervannet som beskrevet nedenfor.

I områder hvor turbintyper overlapper hverandre, vil valget være bestemt av en økonomisk optimalisering av pris for de aktuelle turbintypene og årlig energiproduksjon basert på virkningsgradskurvene til

turbintypene. Ettersom prisen for de enkelte turbintyper er turtallsavhengige, påvirker dette også generatorprisen.

8.6.4 Turtall

Dersom turbinen må konstrueres for lavere turtall, tilpasses generatorens turtall ofte med et gear eller reimdrift. For ytelser opp mot 500 til 600 kW er reimdrift anvendelig.

For Francis og Kaplan turbiner er turtallet bestemt av maksimalt tillatt periferihastighet på løpehjulets avløpside. Dersom slike turbiner legges ut med for høy periferihastighet, risikerer en kavitasjonsproblemer i tillegg til vibrasjoner, slitasje etc.

For Peltonturbiner er faren for dråpeslagstæringer bestemmende for valg av turtall. Dersom en Peltonturbin legges ut med for høyt turtall vil en risikere dråpeslagstæringer på løpehjulet.

Plassering av en fullturbin i forhold til undervannet henger som nevnt sammen med valg av turtall. Høyt turtall må i mange tilfeller kompenseres med lavere sugehøyde, dvs. at turbinen må plasseres lavere ned mot undervannet. For turbiner som er dykket, betyr det at løpehjulet er plassert lavere enn undervannsnivået. Dette gjøres for å unngå kavitasjon i turbinen.

For å få et kompakt og dermed lett og billig maskineri tilstrebes det å få turtallet så høyt som mulig. For mini- og mikrokraftverk leveres ofte turbinaggregater med standard generator med turtall opp til 1000 o/min. For småkraftverk opp mot rundt 5000 kW leveres ofte standardgeneratorer med turtall i området 500 til 750 o/min. For småkraftverk er det sjeldent at det benyttes turtall så høyt som 1500 o/min.

For kraftstasjoner med lav fallhøyde kan turbinens turtall bli relativt lavt. Dette gir generatorer som kan bli uforholdsmessig store og dyre. I slike tilfeller vil ofte en løsning være å sette inn et gear mellom turbin og generator for å øke turtallet på generatoren. På denne måten kan det benyttes en standard generator som er langt mindre og tilsvarende billigere i innkjøp.

Et gear har begrenset levetid og representerer et virkningsgradstap. For horisontale installasjoner under ca. 5-600 kW kan det være en enkel løsning å benytte reimoverføring. Generatorer med høyt turtall har normalt bedre virkningsgrad enn de som går sakte. Dette kan kompensere for tapene med gir eller reimdrift.

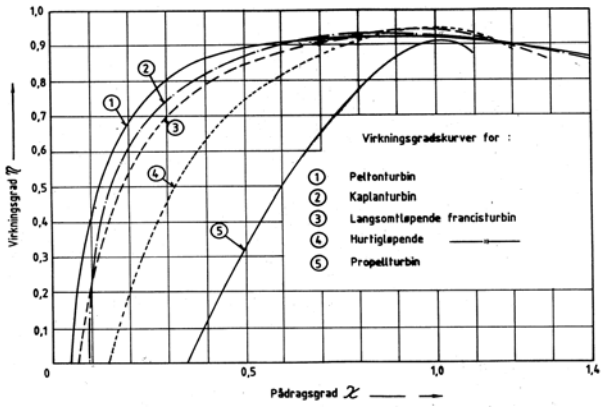
8.6.5 Virkningsgrad

I en turbin vil det alltid være et visst tap i form av friksjonstap, strømningstap etc. Turbinvirkningsgraden defineres som forholdet mellom utnyttet effekt og nyttbar effekt. Utnyttet effekt tilsvarer den effekt man får ut på turbinakselen.

Virkningsgraden for en turbin ligger i størrelsesorden fra 85 % til 95 % i bestpunktet avhengig av turbintype og fallhøyde. Videre er virkningsgradskurvens form avhengig av turbintype. En fullregulert Kaplanturbin og en flerdyset Peltonturbin har flat virkningsgradkurve med relativt høy virkningsgrad på dellast. Francisturbinen har spissere kurveform med lavere virkningsgrad på dellast.

For turbiner under ca. 200–300 kW kan virkningsgraden være lavere enn antydet ovenfor da disse ofte vil ha en relativt enkel og standardisert utførelse sammenlignet med "skreddersydd" utførelse.

Nedenfor er vist en sammenstilling av typiske virkningsgradskrurver for forskjellige turbintyper for å illustrere hvordan forløpet er fra dellast og opp til fullast.



Virkningsgradskurver

8.6.6 Styring og regulering

Nedenfor er det listet opp aktuelle reguleringsformer for en turbin. Reguleringsformen er bestemt av flere forhold ut fra krav til egenforsyning av kraften på eget nett, lokale nettforhold etc.

- Frekvensregulering
  - kjøring på eget isolert nett
  - lasten reguleres etter frekvensendringen ved lastendring i nettet
- Vannstandsregulering
  - samkjøring med det lokale nettet
  - lasten reguleres etter vannstanden i inntaket i samkjøring med et stivt nett
- Lastregulering
  - samkjøring med det lokale nettet
  - lasten reguleres etter eget ønske i samkjøring med et stivt nett

I førstnevnte tilfelle med frekvensregulering kreves det en relativt avansert turbinstyring for å kunne håndtere lastendringer på et isolert nett. For de to siste tilfellene kreves det en enklere turbinstyring.

Ved frekvensregulering på eget nett stilles det krav til svingmasse i maskineriet av hensyn til stabilitetskrav i vannveien og krav til maksimalt tillatt turtallsstigning ved lastavslag. Turbinens svingmasse er ofte liten i forhold til svingmassen i generatoren. Ofte vil det være nødvendig å bygge på et eget svinghjul på maskineriet for å oppnå tilstrekkelig svingmasse. Dette gir økt vekt og stiller større krav til dimensjonering av lagre etc.

Ved drift mot det lokale nettet kan det også være aktuelt med svinghjul dersom tilløpet har en lengde og et tverrsnitt som gjør at man må ta hensyn til trykk- og turtallsvariasjoner. Et slikt krav må verifiseres ved dynamiske beregninger av hele systemet.

8.6.7 Rusetall

Rusing får man når generatoren kobles fra nettet når turbinen går med fullt åpent ledeapparat. Forholdet mellom ruseturtall og det nominelle turtallet kalles rusetall. Rusetallet er bestemmende for dimensjonering av bl.a. turbin- og generatorlagre og rotor i generatoren.

Ved rusing vil energien i vannet gå med til å dekke de hydrauliske tapene (støttap) og friksjonstap i turbinen.

Nedenfor er angitt rusetall for de forskjellige turbintypene. Økende fallhøyde gir økende rusetall.

Turbintype	Rusetall
Pelton	1,8
Francis	1,5 - 2,2
Kaplan	2,3 - 2,8

På grunn av Peltonturbinens konstruksjon er rusetallet tilnærmet uavhengig av fallhøyden.

Francisturbiner med stor fallhøyde har et ruseturtall som ligger rundt 50 % over nominelt turtall. Francis turbiner med lav fallhøyde ruser med ca det dobbelte av nominelt turtall. Denne tendensen fortsetter for Kaplanturbiner med enda lavere fallhøyde. Rusetallene for Kaplan oppgis med løpehjulets reguleringsmekanisme ute av funksjon, dvs. "off-cam" rusing.

8.6.8 Fordeler og ulemper ved de forskjellige turbintyper

Nedenfor er det listet opp noen typiske fordeler og ulemper ved forannevnte turbintyper hvor de er sammenlignbare med hverandre med tanke på fallhøyde og vannføring. Disse punktene må ikke ses på som absolutte da de kan variere med turbinstørrelse, fallhøyde etc. Videre er det i mikro- og miniturbinmarkedet utviklet standardprodukter som kan gi et annet prisforhold mellom turbintypene.

Turbintype	**Fordeler/Ulemper**
Francis	• Billigere enn Pelton • Høyere turtall enn Pelton (billigere generator) • Spissere vikningsgradkurve enn Pelton som gir lavere virkningsgrad på del-last • Belastbar ned til rundt 30-40 % last. Noen ned til 10 % last
Pelton	• Flat virkningsgradskurve • Belastbar ned mot tomgangsvannføring, 4 - 5% av slukeevnen • Lett tilgjengelig ved reparasjoner og skifte av løpehjul. Velegnet der sandslitasje er et problem • Ingen problemer med trykk- og turtallstigning ved bruk av deflektor
Kaplan	• Høyere turtall enn Francis (billigere generator) • Kan kjøres ned mot 20 % last, for små maskiner enda lenger ned • Vikningsgradkurve vesentlig flatere enn for Francis, noe som gir høyere virkningsgrad på del-last • Toppvirkningsgrad normalt lavere enn for Francis • Større krav til dykking enn Francis • Dyrere enn Francis • Mindre krav til dykking av løpehjulet enn rørturbin, men sugerøret må dypere pga. vertikal utførelse
Rør	• Som for Kaplan, men mer kompakte dimensjoner • Krever større dykking av løpehjulet • Innløp og utløp må være i samme akse
S	• Standardturbiner lave i pris i forhold til Kaplan • Noe dårligere virkningsgrad enn Kaplan
Crossflow	• Standardturbin, lav i pris i forhold til Kaplan • Kan kjøres med store vannføringsvariasjoner • Relativt dårlig virkningsgrad • Begrenset bruk ved variasjoner i undervannstand

8.6.9 Momenter ved valg av utstyr

Ved valg av utstyr og leverandør er det viktig å ha fokus på følgende momenter som vil være avgjørende for et driftssikkert anlegg:

- Enkle og mekanisk robuste og gjennomprøvde løsninger som gir lave driftskostnader, lange vedlikeholdsintervaller og lang levetid. I denne sammenheng har også maksimal sikkerhet for personell og utstyr vesentlig betydning.
- Driftstrategi - enhver alarm er kritisk, slik at anlegget skal gå til stopp ved uregelmessigheter.
- Oppstart etter stans som skyldes uregelmessigheter skal skje lokalt.
- Fokus på effekt - virkningsgrad er ikke like viktig for små som for store anlegg.
- Rusekrefter og aksialkrefter fra turbin - danner grunnlaget for bl.a. dimensjonering av turbin- og generatorlagre (styre- og bærelagre).
- Systemkontroll - ved valg av turbin og generator er det viktig at en kompetent person kontrollerer anlegget for øvrig, slik at inntak, vannvei etc. blir riktig dimensjonert i forhold til turbinstørrelse, trykkstigning, eventuelle stabilitetskrav, etc.

Det er viktig å være oppmerksom på at utstyr og løsninger som i utgangspunktet er billige, i lengden ofte kan vise seg å bli dyre løsninger. Det kan derfor lønne seg å søke uavhengige råd ved valg av tekniske løsninger og utarbeidelse av kravspesifikasjon på utstyret før det inngås avtale med en leverandør.

8.6.10 Hjelpeutstyr

Kjølevannsanlegg

Kraftverk med generatorer under ca. 2000 kW er ofte utført for luftkjøling. For kraftverk med større generatorer vil man ofte ha vannkjøling. I slike tilfeller installeres kjølevannsanlegg som skal forsyne de enkelte kjølerne med tilstrekkelig kjølevann. For vannkjølte maskiner kan det være krav til at kjølevannstilførsel skal være uavhengig av driftsmodus som stillstand, start, tomgang, rusing etc. Oppbygging, tekniske løsninger og valg av komponenter varierer fra anlegg til anlegg, og er bl.a. avhengig av turbintype, størrelse, tilgjengelig plass etc.

De enheter som kan ha behov for vannkjøling kan være:

- Generator
- Lagre, spesielt bære- eller trustlager
- Turbinens oljetrykkanlegg, vanligvis bare ved frekvensregulator
- Transformator, dersom den er plassert innendørs
- Akseltetningsboks, hvor vannet også vil ha en smørende effekt

For lavtrykksanlegg med Kaplanturbin kan man hente kjølevannet direkte fra turbinens trykkside, som kan være uttak på turbintromma. Kjølevannet ledes via filtre til de enkelte kjølerne og ut i turbinavløpet. Ved de laveste fallhøydene må kjølevannsanlegget utstyres med pumpe for å oppnå tilstrekkelig trykk på kjølevannet.

For Francisanlegg ved større fallhøyder benyttes ofte lekkasjevannet fra øvre spalt i turbinen som kjølevann. I et slikt tilfelle er spalteklaringen liten og fungerer som filter. Kjølevannet fordeles til de enkelte kjølerne enten direkte fra spalten eller via et kjølevannsbasseng. Avløpsvannet føres tilbake til undervannet.

For Peltonanlegg hentes kjølevannet ofte fra undervannet der vannet pumpes opp til en kjølevannstank. Fra kjølevannstanken fordeles vannet til de enkelte kjølerne. Avløpsvannet føres tilbake til undervannet.

De systemene som er beskrevet ovenfor er åpne kjølevannssystemer hvor driftsvannet er rimelig rent slik at det kan benyttes direkte til kjøling. Ved forurenset driftsvann kan det være aktuelt med et lukket

kjølevannssystem der kjølevannet tilføres fra andre kilder og sirkuleres i en lukket krets slik at det hele tiden brukes om igjen.

For de mindre anleggene er det ofte tilstrekkelig med luftkjøling av utstyret.

Lense- og tømmeanlegg

Et lenseanlegg skal holde kraftstasjonen tørr, og benyttes i kraftstasjoner som er dykket i forhold til undervannet for å evakuere lekkasjevann fra ulike steder. Anlegget skal fungere automatisk og fullstendig uavhengig av aggregatets driftsmodus. For kraftstasjoner der undervannsnivået ligger lavere enn de forskjellig kildene til lekkasjevann, forenkles systemet betydelig ved at alt "vanlig" lekkasjevann føres direkte ut i rør til avløpet fra turbinen.

I tillegg til lenseanlegget har man et tømmeanlegg for å kunne tømme turbin og vannvei.

Forbislipningsanlegg

Ved et strømutfall i et kraftverk vil aggregatet stoppe og en vil få en rask endring av vannføringen nedstrøms kraftstasjonen. Denne situasjonen kan gi uheldige miljøeffekter. Er elva fiskeførende krever myndighetene gjerne et forbislipningsanlegg i kraftstasjonen. Kapasiteten settes gjerne til 50 % av turbinens fullvannføring.

Forbislipningsanlegget består av standardventiler med innsatser som dreper energien. Alternativt nyttes hullringsatser/silplater som tar energien ut av vannet på ebn slik måte at det ikke oppstår skader på utstyr eller omgivelser.

Forbislipningssystemet styres av aggregatets kontrollanlegg.

Kran

For små kraftverk velges det ofte forenklede løsninger med tanke på løfteinnretninger i kraftstasjonen. For stasjoner hvor adkomsten er lagt til rette, tas gjerne største montasjeløft med mobilkran. Løfteinnretningen i stasjonen er da gjerne en mindre kran med tilstrekkelig løftekapasitet for deler som kan være aktuelle å demontere i forbindelse med vedlikehold.

8.7 Generator

8.7.1 Generatortyper

Det finnes to hovedtyper av generatorer:

1. Synkrongenerator og
2. Asynkrongenerator.

Den vesentligste forskjellen på disse er at synkrongeneratoren er selvmagnetiserende og kan dermed forsyne et isolert nettverk, mens en asynkrongenerator (som i realiteten er en motor) trekker nødvendig reaktiv effekt fra nettet for å kunne produsere aktiv energi. Asynkrone maskiner kan derfor ikke benyttes på isolert nett, da de er avhengige av å kunne få magnetiseringsstrøm fra nettet.

For generatorytelser opp til ca. 1000 kW installert effekt (mikro- og minikraftverk) og med nettforbindelse kan en med fordel benytte asynkron generator. Med asynkron generator kan en bygge kontrollanlegg som er enklere å operere siden en verken trenger turtallsregulering, spenningsregulering eller synkroniseringsautomatikk.

Dersom startstrømmen for anlegget blir for stor bør det installeres en kapasitiv kompensasjonsenhet for å redusere startstrømmen og det reaktive elektriske forbruket til stasjonen. Startstrømmen vil typisk ligge 6-9 ganger høyere enn nominell strøm for generatoren på full last.

For generatorytelser over 1000 kW benyttes normalt synkronmaskiner siden prisforskjellen for tilleggsfunksjonene på kontrollsiden begynner å bli mindre merkbar. Fordelen med et synkronanlegg er at det selv kan produsere, regulere og balansere ut den reaktive effekten. Det er derfor ikke nødvendig å installere separat utstyr for reaktiv kompensering og en oppnår god spenningsregulering mot nettet.

For generatorer på separat nett (isolert nett) må det alltid velges synkrongenerator.

Synkrongenerator	Asynkrongenerator
• Utpregede poler	• Enkel og billig rotorkonstruksjon uten separate poler
• Magnetiseringsutstyr	• Intet utstyr da magnetiseringseffekten trekkes fra nettet
• Med spenningsregulering kan den regulere reaktiv effekt i nettet, enten ved å produsere eller trekke reaktiv effekt fra nettet.	• Ingen regulering. Denne trekker reaktiv effekt fra nettet og kan således forårsake uakseptable spenningsfall i nettet når de plasseres på steder med svakt nett
• Kan benyttes på isolert nett	• Avhengig av sterkt samkjøringsnett som er egnet for å kunne avgi reaktiv effekt til generatoren
• Synkroniseringsutstyr	• Ingen synkronisering, men høy innkoplingsstrøm med tilsvarende spenningsfall i nettet. Innkoplingsstrømmen ligger normalt 6-9 ganger nominell fullaststrøm
• Alle ytelser	• Ytelser under 1 MW (i praksis)

8.7.2 Horisontal eller vertikal generator

Det leveres både horisontale og vertikale generatorer. Det vil normalt være turbintypen og ytelsen som bestemmer om det må installeres en vertikalmaskin eller en horisontalmaskin.

Både vertikale og horisontale maskiner må ha et bærelager for å oppta de hydrauliske kreftene fra turbinen. For vertikale maskiner blir imidlertid bærelageret vesentlig større fordi det også skal ta opp vekta av generatorens rotor samt turbinens løpehjul. Et vertikalt aggregat blir cirka 5 % dyrere enn et horisontalt aggregat. De ekstra kostnadene ligger vesentlig på bærelageret, men også oppbyggingsmessige forhold kan virke inn.

8.7.3 Valg av generatorytelse

Generatorenes totale ytelse må dimensjoneres for å tåle den maksimale ytelsen som turbinen kan gi. For vannkraftmaskiner er dette gitt ved turbinytelsen i kilowatt (kW).

Turbinens transiente ruseturtall (maksimalt turtall) er også avgjørende for generatorens mekaniske og elektriske dimensjonering.

Den maksimale ytelsen som turbinen kan gi, vil variere med fallhøyden. Dette kan avvike en del fra den nominelle ytelsen da turbinen er definert i forhold til nominell fallhøyde og nominell slukeevne. Vannføringen vil variere med åpningen på ledeapparatet og fallhøyden. Turbinleverandøren oppgir maksimal turbinytelse ut fra de fallhøyder, som kan være aktuelle for turbinen, og samtidig oppgis maksimalt turtall ved lastavslag, hvor transielt turtall (maksimalt mulig turtall) blir oppgitt.

Generatorytelsen oppgis som to størrelser:

- Aktiv effekt i kilowatt (kW)
- Nominell effekt i kilovoltampere (kVA)
- Reaktiv produksjonskapasitet (kVAr) også kalt blindeffekt

Aktiv effekt er den effekt (energi/tidsenhet) som generatoren overfører fra turbinen til nettet, og som kommer kundene til gode i form av lys, varme, motordrifter, etc.

Reaktiv effekt er den energien som det trengs for å bygge opp magnetfeltene i generatoren. Den kan sammenliknes med energien i ei spent fjær. Denne energien forbrukes ikke, men leveres tilbake til nettet når magnetfeltene reduseres til null. I et vekselstrømssystem svinger magnetfeltene mellom positive og negative verdier med 50 perioder per sekund, derav 50 Hz. Dette resulterer i en svingning av energi mellom generator og nett som kalles for reaktiv effekt. Den reaktive effekten arter seg slik at strømmen som flyter i generatoren blir større enn om det bare hadde gått aktiv effekt. Den reaktive effekten har derfor følgende innvirkninger på generering og drifting av elektrisitetsnett:

- Fordi strømmen øker, vil de elektriske tapene i lederne også øke. De viktigste punktene med hensyn til dette er generatorer, transformatorer og kraftledninger.

- Reaktiv effekt forårsaker relativt store spenningsfall. Retningen på spenningsfallet følger retningen på den reaktive effekten. Så, dersom man kan regulere den reaktive effekten kan man også holde spenningen i nettet på et ønsket nivå ved hjelp av dette.

Den aktive effekten velges ut fra turbinytelsen. Generatorens reaktive produksjonsevne framkommer av generatorens cosφ. Ofte legges denne i området 0,9 for små standardiserte maskiner.

Det er kVA- tallet som best representerer den fysiske dimensjoneringen av generatoren, og følgelig også byggekostnadene. For en asynkron generator er det et nesten konstant forhold mellom kW og kVA, med en viss variasjon avhengig av konstruksjonen, som igjen er leverandøravhengig. For synkrongeneratorer kan forholdet variere noe med hvordan man ønsker å operere generatoren med hensyn til reaktiv effekt. Hvis man kjører med liten reaktiv effekt (cos φ >0,9) er kVA/kW = 1,11. Ved større reaktiv effekt (cos φ < 0,8) er kVA/kW = 1,25.

Det er forholdene i nettet som avgjør hvordan man skal forholde seg med hensyn til reaktiv effekt. Man bør derfor relativt tidlig i prosessen ta kontakt med nettselskapet og få klarlagt hvilke begrensninger som nettet setter for kjøring av stasjonen. Mest vanlig er at man ikke får tilkoplet asynkronmaskiner over en viss størrelse, uten at det innføres startstrømbegrensning og kompensering av reaktiv effekt.

Normalt vil netteier ha underskudd på reaktiv effekt i nettet, og det vil være positivt med innmating fra en synkrongenerator. Dersom kraftverket ligger på enden av ei lang linje, kan det imidlertid oppstå for høy spenning når kraften mates inn mot sentrum. I slike situasjoner må synkrongeneratorer undermagnetiseres slik at den drar reaktiv effekt ut av nettet, og derved motvirker denne spenningssituasjonen. Noen generatorer (spesielt de med høyt turtall) kan ha problemer med å levere last når de er undermagnetisert. Krav til undermagnetisert drift bør derfor spesifiseres dersom denne problemstillingen er aktuell.

For enhver leveranse av synkrongeneratorer bør leverandøren også levere et kapasitetsdiagram som viser for hvilke kombinasjoner av kW og kVA en kan operere generatoren.

8.7.4 Frekvens

Nye generatorer i Norge bygges med en nettfrekvens på 50 hertz (Hz). Det vil si at det genereres en spenning, som veksler fra positiv til negativ og tilbake til positiv 50 ganger i sekundet. I en del land benyttes det også 60 Hz.

8.7.5 Poltall

Generatorene genererer spenning på 50 Hz. Polene på rotoren magnetiserer og induserer en spenningssekvens for hver gang den passerer viklingene. For å få til nettfrekvens på 50 Hz må derfor 50 poler passere hver vikling hvert sekund. Siden rotorene kan bygges med forskjellig antall poler får dette en innvirkning på hvor stort omdreiningshastighet eller turtall som maskinen blir gående med.

Formelen for generatorens turtall er som følger: $n = \frac{2 \cdot 50 \cdot 60}{p}$ [o/min] (omdreininger per minutt).

hvor n - turtall [o/min]
p - poltall

Av dette kan vi utlede følgende normerte omdreiningshastigheter for 50 Hz generatorer:

2 poler => 3000 o/min
4 poler => 1500 o/min
6 poler => 1000 o/min
8 poler => 750 o/min
10 poler => 600 o/min
12 poler => 500 o/min
16 poler=> 375 o/min
20 poler=> 300 o/min
osv.

8.7.6 Kjøling

Generatorer for mini-, mikro- og til dels småkraftanlegg blir levert med luftkjøling. Dette er arrangert ved at det er innsatt en viftering som sitter direkte på de roterende delene inne i generatoren og som trekker kjøleluften inn gjennom en forgitret del av statorhuset. For større generatorer kan det også være aktuelt å bruke vannkjøling.

Kjøleluften kan med fordel benyttes til å varme opp stasjonen, men det vil være perioder da tapene i generatoren overstiger varmebehovet slik at det bør installeres et ventilasjonssystem som kan trekke ut overskuddsvarmen. Ved større effekter bør generatoren ventileres direkte ut, for å kunne holde lufthastighetene innendørs nede på et rimelig nivå.

8.7.7 Rusing

Dersom generatoren produserer for full ytelse og den blir koplet vekk fra kraftmottakeren (nettet) vil maskinen reagere med å øke hastigheten. Dette kalles for rusing og den maksimale hastigheten maskinen vil oppnå, er avhengig av hvilken turbin den er tilknyttet.

For rusetall for de forskjellige turbintyper vises det til kapittel 8.5.7.

Det er viktig at generatoren som installeres tåler de fysiske påkjenningene den blir utsatt for når den går i rusing. Tidligere nevnte ruseturtall er langt over hva elektriske maskiner normalt dimensjoneres for, slik at for vannkraftanlegg er det viktig å spesifisere rusetall i forespørselen.

8.7.8 Lagre og levetider

Det er to hovedtyper av lagre:

- Glidelager

- Rullelager eller kulelager

For mikro- og minimaskiner blir det nesten uten unntak levert rullelagre på grunn av pris, mens glidelagre er vanlig for større maskiner (over 1 000–2 000 kW).

Lavfriksjonslager kan enten være rullelager eller kulelager. I kulelagre benyttes herdede stålkuler som ruller rundt i lageret. I rullelagre benyttes det ruller som også ruller rundt i lageret. For begge disse to typer av lagre må det regelmessig tilsettes smørefett. Levetiden på slike lagre er begrenset og dersom det ikke foreligger spesifikke krav i forespørselen, tilbys ofte lagre med kun 40 000 timers driftstid. For et mindre pristillegg kan det bestilles lagre med en beregnet levetid på 100 000 timer, noe som anbefales.

Glidelagre er noe mer kostbare, men til gjengjeld er de tilnærmet uslitelige. Disse lagrene benytter seg av en smøreolje som de bevegelige delene trekker med seg og lager en oljefilm til beskyttelse mot riving mellom metallflatene. Ved store maskiner med tilsvarende store krefter vil det da også utvikle seg varme som tas opp i oljen. Dette kan medfører en høy oljetemperatur. Dersom denne blir for høy kan oljen eventuelt kjøles ned på forskjellige måter, hovedsakelig med bruk av varmevekslere mot vann. Det kan være en fordel å bore opp hull for framtidig kjøling av lagrene allerede ved fabrikasjonen.

For de fleste generatorlagre til mikro-, mini- og småkraftverk sitter turbinhjulet festet og derved også opplagret direkte på generatorakselen. Dette medføre økte påkjenninger for generatorens lager som det må tas hensyn til ved bestilling. Tilleggskreftene fra turbinen må beregnes av turbinkonstruktøren både med hensyn til aksiale krefter og radielle krefter. Det er viktig at lagrene blir dimensjonert for disse tilleggslastene. De hydraulisk tilleggskreftene fra turbinen er også avhengig av turbintyper og følgende kan sies generelt om dette:

Turbintype	Hydraulisk aksialkraft
Pelton	liten/ingen
Francis	moderat/stor
Kaplan	stor

De fleste leverandører tilbyr gjerne generatorer med kule/rullelager uten å oppgi beregnet levetid for lageret. For vannkraftanlegg anbefales det levetid på 100 000 timer for lagre. Dersom maskinen blir gående hele året (8760 timer) tilsvarer dette en levetid på generatoren på litt over 11 år. For de fleste uregulerte vassdrag vil nok driftstiden være lavere, for eksempel nærmere 50 % som gir en levetid på cirka 20 år.

Med denne begrensede levetiden bør det påses at det er rimelig enkelt å skifte lagrene slik at denne operasjonen ikke stopper maskinen for lengre perioder. Pass på å skifte lagrene i tide slik at lagerhavari unngås. Lagerhavari som ikke oppdages i tide, kan gi alvorlige sekundærskader på aggregatet så som vibrasjoner, subbing av stator og rotor, gløding av aksel og lagerhus utvendig.

De fleste generatorleverandører krever at lagrene skal smøres en gang for hver driftsmåned.

8.7.9 Isolasjonsklasser

Levetiden til generatorviklingene er sterkt avhengig av de påkjenninger som isolasjonen får i forhold til hva den er planlagt for. Ved høyere temperaturpåkjenninger degenereres isolasjonen raskere, slik at selve isolasjonsevnen blir redusert og svekket. Det vil derfor være fordelaktig at maskinene ikke blir operert med for høye temperaturer spesielt over lengre tid.

Det finnes internasjonale organisasjoner som International Electrical Commission (IEC) og International Standard Organisation (ISO) som har laget standarder for blant annet elektriske maskiner. Når det gjelder isolasjonsklasser for generatorer har IEC laget en standard som definerer hvilken temperaturøkning maskinen og viklingene skal tåle.

Isolasjonsklassene definerer den maksimale temperaturen isolasjonen kan utsettes for uten at det oppstår vesentlig forringelser av forventet levetid. Normene for elektriske maskiner forutsetter at kjøleluften holder maksimalt 40 °C og angir maksimalt tillatt temperaturstigning for maskinen for ikke å overstige maksimal temperatur for isolasjonen. Hvis kjølelufta har lavere temperatur enn 40 °C, så er dette gunstig for isolasjonenes levetid. Dersom man tillater en høyere temperaturstigning (høyere isolasjonsklasse), vil maskinen bli mer kompakt og billigere. Men høyere temperatur betyr mer tap og kortere levetid. Derfor er det i praksis sjelden at generatorer er lagt ut for maksimal temperaturstigning. En bør tenke på at en stor temperaturstigning også innebærer større varmeutvidelse. Dette kan være med på å gi økt mekanisk slitasje på generatorer som starter og stopper ofte.

Tabell med IEC - klasser for isolasjon

Klasse	**A**	**E**	**B**	**F**	**H**
Temperaturklasse (°C)	105	120	130	155	180
Termisk marginal (°C)	5	5	10	10	15
Maksimal temperaturøkning (°C)	60	75	80	105	125
Maksimal tillatt omgivelsestemperatur (°C)	40	40	40	40	40

For vannkraftanlegg ønsker en gjerne en lang levetid. Det er derfor vanlig å bestille generatorer som er designet for en eller flere klasser høyere enn den som den skal benyttes for. Ved å designe generatoren slik fås en generator som har en elektrisk installasjon med lengre levetid.

Som en konservativ anbefaling kan generatoren bestilles med en isolasjonsklasse F (105 °C temperaturstigning), mens en kun godkjenner en temperaturstigning i henhold til klasse B (80 °C temperaturstigning).

8.7.10 Temperaturovervåkning

Siden temperaturen er vesentlig for viklingenes levetid og derved også generatorens levetid, er det viktig å overvåke denne. Det er normalt å sette inn et par temperaturfølere i hver fase for viklingene for å overvåke viklingstemperaturen. I tillegg bør en også sette inn temperaturfølere i eller i nærheten av lagrene for å overvåke utviklingen av lagertemperaturen. Disse følerne vil normalt inngå direkte i kontrollanlegget og gi en alarm dersom temperaturen stiger over en gitt verdi. Dersom temperaturen fortsetter å stige og den passerer kritisk temperatur, vil kontrollanlegget automatisk stoppe aggregatet før det oppstår varige skader.

I slike tilfeller bør det avklares hva som forårsaket temperaturøkningen før en starter aggregatet på nytt.

8.7.11 Generatortap og oppvarming

Alle generatorer har elektriske tap som består hovedsakelig av følgende elementer:

1. Tomgangstap
    a. Jerntap
    b. Ventilasjonstap, (konstant ved konstant turtall, men kan påvirkes av forurensning som hindrer luftsirkulasjon og skader på vifter)
    c. Strømtap i rotor

2. Belastningstap
    a. Statorvikling
    b. Tilleggstap (av forskjellige slag)
    c. Strømtap i rotor (øker med aktiv og reaktiv belastning)

De to første tapselementene er faste og uavhengige av ytelse. De to neste elementene er avhengige og proporsjonalt økende med ytelsen. En får derfor de største totale tapene ved full ytelse, mens de prosentvise tap derimot er størst ved tomgang.

Store generatorer med mange MVA ytelse kan ha virkningsgrader opp mot 99 %, mens for småkraftverk og minikraftverk er det vanlig med 94–96 % virkningsgrad. Disse 4-6 % med tap vil utvikle seg til varme som må ledes bort. Dette innebærer at en generator på 1 000 kW har et totalt tap på rundt 60 kW, og vil derfor også virke som en varmeovn inne i selve kraftstasjonen. Dette representerer en betydelig varme som må håndteres og kraftstasjonsbygningen må ventileres slik at denne varmen kan transporteres vekk.

8.7.12 Frekvensregulering på isolert nett

Dersom generatoren skal operere på et eget isolert nett, vil det kun være denne generatoren som regulerer nettfrekvensen. Dersom det vil være store endringer i nettet, i størrelsesorden 10 % av installert effekt på generatoren, må en påse at det er tilstrekkelig svingemasse i det roterende utstyret til å kunne holde en akseptabel frekvens i forhold til de lastpåslag og lastavslag en kan forvente.

Dette forholdet kan beregnes, men er en komplisert beregning hvor det inngår relativt mange parametre. Det er derfor anbefalt å rådføre seg hos personer med erfaring på dette området.

Dersom planlagt maskin ikke blir stabil, vil det kunne være en løsning å sette inn et svinghjul i maskinen slik at den totale svingemassen blir øket. Dette medfører at frekvensvariasjonene ved lastpåslag og lastavslag vil bli mindre enn uten svinghjul.

8.7.13 Gear

For kraftstasjoner med lavt fall blir omdreiningshastigheten for turbinene relativt lav. Dette gir mange poler på generatorens rotor for å kunne oppnå en frekvens på 50 Hz på en direktekoplet maskin. Slike generatorer blir både uforholdsmessig store og dyre. I slike tilfeller vil det ofte være en god løsning å sette inn et gear slik at turtallet på generatoren blir høyere. På denne måten kan det benyttes en standard generator som er langt mindre og tilsvarende billigere i innkjøp.

Det er verd å merke seg at alle gearløsninger har begrenset levetid, avgir betraktelig med støy og at de representerer et virkningsgradstap. For horisontale installasjoner under cirka 500–600 kW kan det være en enkel løsning å benytte en god gammeldags reimskive. Generatorer med høyt turtall har normalt bedre virkningsgrad enn de som går sakte. Dette kan ofte kompensere for de ekstra tapene som gear eller reimdrift medfører.

Den største ulempen ved gear er den reduserte driftssikkerheten dette medfører på grunn av slitasje og havaririsiko. Hvis det velges løsning med gear, må det sørges for at dette er av god kvalitet og av anerkjent fabrikat. Gearet må være utformet for også å håndtere de aktuelle kreftene fra turbinen.

8.7.14 Miljøkrav

Alt elektrisk utstyr stiller krav til det miljøet som de skal funksjonere i. For generatorer er følgende faktorer avgjørende:

- Omgivelsestemperaturen skal i henhold til IEC ikke overstige 40 °C.
- De fleste mindre generatorer et luftkjølt ved at de blåser omgivelsesluft forbi stator og rotor. Dersom omgivelseslufta inneholder mye støv og partikler, vil dette etter hvert sette seg fast inne i generatoren. Dette medfører både svakere kjøling samt at det kan redusere generatorens isolasjonsmotstand. Dersom omgivelseslufta er mye forurenset bør luftinntaket utstyres med luftfilter.
- Dersom en generator har vært ute av drift lenge, kan isolasjonen ha absorbert fuktighet og derved ha blitt svekket. I slike tilfeller bør maskinen tørkes før den spenningsettes på nytt.

- Det finnes også miljøkrav relatert til støy, slik at generatoren ikke skal overstige en gitt desibel størrelse som blir målt i henhold til IECs normer.
- Alle roterende og elektriske maskiner skal oppfylle gitte lover, forskrifter og retningslinjer med hensyn til personsikkerhet.

8.7.15 Spesifikasjoner og valgmuligheter

Følgende faktorer er vesentlige ved valg av generatorer:

- Det første valget blir å bestemme om en ønsker en asynkron eller synkron generator. Dette valget er normalt gitt ut fra de driftsforhold som maskinen skal inn i. Det eneste kravet som er absolutt, er at for isolert nett må en ha en synkrongenerator. Dersom generatorytelsen er over 500-600 kVA, bør en også vurdere en synkrongenerator.
- Generatorens driftsspenning må bestemmes. For mini- og mikromaskiner vil dette normalt bli valgt til 400 V.
- Generatorytelsen i kVA skal for synkronmaskin være større enn turbinytelsen i kW og forholdet er i størrelsesorden turbinytelse ganger 1,15 til 1,25. For asynkronmaskiner angis disse i kW, men med et krav til startstrømbegrensning og cos φ.
- Generatorens maksimale ruseturtall må beskrives og dette blir bestemt av maksimalt turtall for turbinen (se også ruseturtall for turbiner).
- Generatorens isolasjonsklasse bør defineres i forhold til IECs ovennevnte tabell. For å forlenge levetiden anbefales det at generatoren er isolert i forhold til en høyere klasse enn maksimalt tillatt driftstemperatur (se anbefaling foran i dette kapitlet).
- For vannkraftgeneratorer bør en spesifisere en forventet lagerlevetid på minst 100 000 timer.
- Dersom en har spesielle behov med hensyn til plassering og arrangement, kan en spesifisere hvor kabeltilkopling for henholdsvis kraftkabler og kontrollkabler skal gjøres.
- Generatorenes tap medfører varmeutvikling og for små kraftstasjoner kan dette innebære høye omgivelsestemperaturer. Selve stasjonsbygningen må derfor utformes mht. nødvendig utlufting.
- Dersom maskinen skal operere på eget isolert nett må en påse at det er tilstrekkelig svingemasse til å kunne holde en akseptabel frekvens i forhold til påslag og avslag av last som en kan forvente.

Det er verd å merke seg at dersom en spesifiserer løsninger som ikke er standard fra leverandørene, må dette spesiallages. Dette vil raskt medføre betydelig høyere priser.

8.8 Apparat- og kontrollanlegg

8.8.1 Apparatanlegg

Definisjon av apparatanlegg

Apparatanlegget er den delen av kraftverket som bringer den produserte elektriske energien fra generatoren og fram til kraftnettet.

Viktige momenter i apparatanlegget

I forbindelse med valg av løsninger for apparatanlegg må følgende tekniske forhold vurderes:

- Nettforholdene på anleggsstedet
- Hvilke spenninger er tilgjengelige for tilkopling

- Har kraftnettet kapasitet for den aktuelle tilkopling
- Har netteieren tekniske krav for en tilkopling
- Krav til kostnader og avregning må sjekkes
- Krav til reaktiv kompensering må sjekkes dersom det benyttes en asynkron generator
- Forhold til eget forbruk og innmating på nettet må undersøkes
- Det må utarbeides et enlinjeskjema for det aktuelle anlegget
- Ansvarsrett for bygging og drift av høyspenningsanlegg (over 1 kV) som er konsesjonsbelagt, må avklares.

Hva inngår i et apparatanlegg

1. Koblingsutstyr på generatorspenningsnivå
    a. Effektbryter
    b. Strømtransformator
    c. Spenningstransformator
2. Transformator 0,4/22 kV (ikke alltid)
3. Høyspenningsutstyr 22 kV (ikke alltid)
    a. Høyspenningsbryter (sikringslastskillebryter)
    b. Spenningstransformator
    c. Strømtransformator
    d. Lynavledere

Nøkkelparametre

For apparatanlegget gjelder følgende nøkkelparametre som en utbygger må vurdere:

1. Systemspenning. Dersom en har transformator, blir det automatisk to spenningsnivåer i anlegget, et lavspenningsanlegg og et høyspenningsanlegg.

2. Apparatanlegget må dimensjoneres for å tåle den maksimale strømbelastningen anlegget kan bli utsatt for under vanlige driftssituasjoner samt ved verst tenkelige feilforløp.

Hovedkomponenter

a) Transformator

Dersom det er nødvendig med en transformator, vil denne være den viktigste hovedkomponenten i apparatanlegget sammen med effektbryteren.

Følgende nøkkeldata er viktige ved bestilling:

- Transformatoren dimensjoneres med en kapasitet minst tilsvarende generatorytelsen i kVA.
- Generatorens merkespenning (V) samt spenningens variasjonsområde (normalt +/- 5 %)
- Spenning på utgående linje (normalt 11 eller 22 kV) i henhold til nettspenning på stedet.
- Innendørs eller utendørs plassering og utforming.
- Transformatoren forblir en komponent i anlegget eller frittstående f.eks. plassert i kiosk.
- Valg av tørrisolerte eller oljeisolert transformator.
- Temperaturovervåkning for hhv viklinger og eventuelt olje.
- Hvilke tap har transformatoren (tomgangstap og belastningstap).

Generatorer skaper alltid andre- og tredjeharmoniske frekvenser som overføres til det kraftnettsystemet de forsyner. For å forhindre at disse når ut til distribusjonsnettet kan en av viklingene på transformatoren koples med en trekantvikling. Dette vil også forhindre at jordstrømmer overføres fra nettet og inn til ditt apparatanlegg.

Transformatoren bør i slike tilfeller designes slik at trekantviklingen blir på høyspenningssiden (11 eller 22 kV). Dermed får en adgang til nullpunktet på 400 voltsiden og derved også fasespenninger med uttak av 230 volt for lokal stasjonsforsyning.

Transformatoren bør utstyres med overspenningsavledere mellom hver fase og jord på høyspenningssiden.

Av personsikkerhetsmessige og branntekniskmessige hensyn bør transformatoren plasseres i et separat og avlåst rom, hvor kun personer med driftssertifikat for høyspenning har adgang. Dette rommet kan enten være som et separat rom i selve kraftstasjonen, en transformatorkiosk, et spesielt inngjerdet område eller alternativt plassert oppe i høyspenningsmaster. Som et alternativ kan prefabrikerte transformatorkiosker være en kostnadsbesparende løsning.

For oljeisolerte transformatorer over 1600 kVA kreves det i henhold til *Forskrifter for elektriske forsyningsanlegg* et arrangement, som kan samle opp oljen, dersom det skulle bli lekkasje fra transformatoren. Dersom det kan benyttes tørrisolerte transformatorer, unngås dette problemet.

Av prismessige hensyn og hensyn til erstatningstransformatorer, vil det være en fordel dersom det kan benyttes en vanlig distribusjonstransformator.

b) Effektbryter

Alle generatorer vil ha behov for en bryter eller en komponent som kan kople den fra kraftnettet dersom det oppstår en feil i generatoren eller på nettet. Denne komponenten må være kapabel til å bryte maksimal effekt som kan oppstå i systemet.

Det er viktig å beregne maksimal kortslutningsytelse slik at effektbryteren kan koble fra anlegget ved denne situasjonen samt at anlegget tåler de fysiske og termiske påkjenningene .

Dersom stasjonen har en betydelig installert effekt, må det også vurderes om det bør bygges en koplingsstasjon.

c) Jordingsanlegg

En del elektriske apparater må jordes for å øke personsikkerheten mot berøringsspenninger i anlegget. Det er derfor viktig at stasjonen har et godt jordingsanlegg for å muliggjøre en sikker og god jording av de elektriske apparatene som krever dette. Jordingsforbindelsen vil bli avhengig av overgangsmotstanden til jordpotensialet på stasjonsstedet, som igjen er avhengig av grunnforholdene. Kvaliteten på dette må derfor måles ved montasje. IEC anbefaler at motstanden til jord ikke bør være over 1 ohm. Dersom målt verdi skulle være høyere, kan jordforbindelsen forbedres ved å sette ned ett eller flere jordspyd som tilkoples jordingsnettet.

Hva en bør passe på

Dersom spenningen på høyspenningssiden av transformatoren er over 1 kV blir denne delen av anlegget konsesjonsbelagt for utbygging, samt at det kreves personer med driftslederpapirer for å operere høyspenningsutstyret.

Det er viktig å beregne hvor stor den maksimale kortslutningsytelsen er slik at apparatanlegget med alle dets komponenter blir dimensjonert for å tåle dette.

Transformatoren bør ha en trekantkopling for å forhindre jordstrømmer, skjevbelastninger samt tredjeharmoniske svingninger å passere transformatoren.

8.8.2 Kontrollanlegg

Primærfunksjoner

Kontrollanlegget er "hjernen" i kraftverket og er det stedet hvor det meste av logiske funksjoner og automatikk er innebygd. En kan gjerne dele kontrollanlegget inn i følgende hovedgrupper:

- Indikering med instrumenter, stillingsvisning etc.
- Kontrollfunksjoner for manuell styring og regulering
- Vernfunksjoner for automatisk kontroll
- Feilmelding for varsling
- Hjelpeanlegg for å skaffe anleggskraft i form av vekselstrøm og likestrøm (batterispenning)

Selve kontrollanlegget består i dag av databaserte maskiner eller programmerbare logiske systemer (PLS), som plasseres i beskyttede metallskap. I tillegg finnes det følere ute i primæranlegget som skaffer tilstrekkelig informasjon til at kontrollanlegget kan fungere.

Når det oppstår feil, er det viktig at kraftverket tar sine forhåndsregler og opereres riktig slik at eventuelle skader minimeres. En skiller hovedsakelig mellom mekaniske feil og elektriske feil der vernanlegget kontinuerlig overvåker og beskytter anlegget dersom det skulle oppstå en unormal situasjon.

- Av elektriske feil kan nevnes; overstrøm, overspenning, retureffekt, jordfeil, skjevlast etc.
- Av mekaniske feil kan nevnes; rusing, høy viklingstemperatur, høy lagertemperatur, rørbrudd, vibrasjon, etc.
- Alarmanlegget kan også overvåke stasjonen mht innbrudd, brann, frostsikring etc, men slike forløp vil dog bare medføre en alarm både lokalt og fjernt

Prinsipper

Kontrollanlegg kan bygges etter flere vesentlige prinsipper som må avklares på et tidlig stadium i en utbygging. Disse er som følger:

- Kontrollanlegget må enten baseres på hvilestrøm- eller arbeidsstrømprinsippet
- Kontrollanlegget må enten ha automatisk eller manuell start
- Det må velges om det skal være mulighet for fjernkontroll
- Det må bestemmes om det skal være en lokal kontrollmulighet ved hjelp av grafiske skjermer eller konvensjonelle styringstavler
- Skal de elektroniske vernfunksjonene være integrert i styringssystemet eller som separate og uavhengige enheter?
- Hvordan skal forholdet til egenforsyning og innmating på nettet ordnes?
- Det må utarbeides et enlinjskjema som viser de prinsipielle hovedfunksjonene for anlegget samt hvordan vernfunksjonene skal funksjonere
- Dersom stasjonseieren ikke har driftssertifisering for høyspentanlegg, bør effektbryteren synkroniseres på lavspenningssiden av eventuell transformator slik at stasjonseieren kan få lov til å operere stasjonen selv uten sertifisering
- Ansvarsforholdet i forbindelse med automatisk start må avklares overfor nettselskapet

Ubemannet automatisk drift

Med dagens høye lønnsnivåer samt den teknologi vi har for innsamling av data, logisk behandling av disse med tilhørende styring og reguleringsfunksjoner, er det normalt å bygge alle kraftverk selvgående

uten at det er nødvendig med daglig tilsyn. Med en effektiv kommunikasjon kan ethvert lite kraftverk hvor det minste avvik fra planlagt kjøremønster eller normaltilstand enkelt rapporteres til eier eller driftsansvarlig. Dette er nå blitt en vanlig driftsmodus, og vi kaller det for fjernkontroll.

En slik driftsform setter dog store krav til at datainnsamlingen foregår riktig og at kontrollfunksjonene er velfundert og fungerer riktig når det måtte oppstå uventede driftssituasjoner. Det er spesielt viktig at kontrollanlegget stopper stasjonen ved definerte unormale situasjoner og at driftsansvarlig får nødvendig beskjed om dette umiddelbart. Dette skal da sikre at stasjonen ikke blir stående i en uheldig driftsmodus over lengre tid, slik at det oppstår unødvendig skade på utstyr eller omgivelser.

Driftsmodus

Det finnes noen hovedmodi for styring og kontroll av vannkraftstasjoner, og disse er som følger:

- *Nivåstyring:* Alle kraftverk som er koplet til og mater inn på sentralnettet, vil kunne opereres med nivåstyring, slik at de produserer maksimalt med energi i henhold til tilsig representert ved nivået i inntaksmagasinet.

- *Effektstyring:* Enkelte stasjoner, med spesielle krav til fast levering av kraft, kan bli satt til å produsere med fast effekt.

- *Frekvensstyring:* Kraftverk på isolert nett må operere med frekvensstyring for å kunne holde riktig frekvens. De må derfor holde tilnærmet konstant frekvens på 50 Hz og får derfor frekvensstyring som driftsmodus. Stasjonen vil på denne måten automatisk regulere inn den effekten som er nødvendig for å holde frekvensen stabil innenfor toleranseområdet på 50 Hz (+/- 2,5 %).
- *Reaktiv regulering:* Enkelte nett kan ha spenningsproblemer eller ha andre stabilitetsproblemer. Det kan derfor være nødvendig at stasjonen opereres med reaktiv effekt som drifts modus, mens andre stasjoner må produsere aktiv effekt. Slike situasjoner er heller sjeldne, men forekommer.

Maskinvare (Hardware)

Med maskinvare mener vi her den prosessoren som programvarelogikken installeres på, og som kan operere i automatisk modus. For små kraftverk anbefales det å benytte industri PC for programmerbar logisk styring (PLS). Generelt sett bør en søke å anskaffe mest mulig standard maskinvare, da dette har diverse fordeler:

- Slikt utstyr bør være godt utprøvd slik at en med stor sikkerhet vet at PLS har de riktige egenskapene som skal til for å gjøre alle oppgavene tilstrekkelig raskt under rådende miljømessige forhold.
- Den prosessoren som velges, bør ha et standardisert operativsystem hvor nyere versjoner automatisk støtter gamle programvareversjoner. På denne måten kan en eventuelt senere bytte både maskinvare og operativsystem uten at en trenger å omprogrammere eller spesialtilpasse programvarelogikken.
- Det er en fordel at prosessoren er solgt i stort antall, da dette indikerer både akseptabel kvalitet samt at den er godt gjennomprøvd i forskjellige miljø.
- Det bør sikres at det kan leveres reservedeler en del år inn i framtiden. Den raske utviklingen innen datamaskiner og PLS har medført en stor nyutvikling av maskiner og det har vært et problem å skaffe reservedeler til "gamle" maskiner selv etter kun et par års drift.
- For de maskintypene som det er mange av på markedet, vil det sannsynligvis være mange personer som kan maskinen og dens operativsystem med programmer. Dermed er en ikke låst til kun en leverandør eller i verste fall til enkeltpersoner som kan programmeringen.

Miljøaspekter

Den prosessoren som skal styre stasjonens hovedmaskin, må plasseres etter gitte retningslinjer. Normalt vil leverandøren fortelle hvilke krav som stilles, men en bør være oppmerksom på følgende krav:

- Prosessoren må plasseres i et metallkapslet kabinett.
- Dersom prosessoren ikke har et spesielt chassis, bør kabinettet ha en bestemt tetthetsklasse (se annet avsnitt under apparat og kontrollanlegg).
- Prosessoren krever at omgivelsestemperaturen skal ligge innenfor hhv. En øvre og en nedre temperatur.
- Prosessorer skal ikke utsettes for noen form for forurensning; støv, vann, etc.
- Prosessoren skal ikke være plassert slik at en eventuell vibrasjon fra hovedmaskineriet påvirker computeren.

Programvare (Software)

De fleste seriøse leverandører på markedet har egenutviklet generell programvare som i de aller fleste tilfeller vil kunne gjøre en fullgod jobb. Dette er da programvare, som er installert på flere tilsvarende anlegg, og som har godt utprøvde funksjoner.

Dersom prosjektet har spesielle elementer som vil kreve en egen programmering, kan en enten kreve tilleggsfunksjoner eller helt ny programvare. En må da være klar over at dette vil gi tilleggskostnader.

Dersom en ønsker å installere et kontrollanlegg med spesialtilpassede funksjoner, er det viktig at en lager en god spesifikasjon tilpasset prosjektet. Det er viktig at beskrivelsen er en funksjonsspesifikasjon med krav til kvalitet snarere enn en detaljspesifikasjon. Dette er vesentlig for at leverandøren kan bruke sin kunnskap og sine standarder til å få et best mulig produkt innenfor de standarder og erfaringer som han allerede sitter inne med, uten at han trenger å gjøre store, nye utviklingsarbeider.

Kildekoder

Alle dataprogrammer som leveres er opprinnelig programmert med kildekode. Det leveres derimot en kompilert versjon som ikke kan forandres av kjøperen. Skulle en få behov for å gjøre forandringer senere, er det kun leverandøren som har adgang til dette ved hjelp av kildekodene. De fleste leverandører er ikke interessert i å utlevere kildekodene til de programmene som de leverer. For kunden og operatør av anlegget er det tilsvarende viktig at kildekodene er med på kjøpet. Det vil sikre at en kan ha kontroll over anlegget selv om leverandøren skulle gå konkurs eller på annen måte ikke lenger blir tilgjengelig. Dessuten er det enkelte leverandører, som utnytter sin "monopolsituasjon", ved at de vet at det kun er de som kan assistere dersom en skulle trenge hjelp på et senere tidspunkt.

Det er også viktig at en sikrer seg en fysisk utskrift av den logiske programmeringen i tillegg til en funksjonsbeskrivelse, slik at dersom prosessoren havarerer og det ikke lenger finnes reservedeler, kan en eventuelt gjenskape logikken med en annen prosessor og eventuelt en annen programvare.

Funksjoner og prinsipper

Ved valg av løsning og spesifisering av kontrollanlegget bør følgende tekniske forhold vurderes spesielt:

- Anlegget bør på grunn av nødvendig og periodisk vedlikehold bygges med komplett automatisering slik at det kan være i drift med et minimum av tilsyn.
- For at anlegget skal kunne operere ubetjent, må det inkludere et fjernkontrollanlegg som kan varsle eier eller driftsansvarlig når noe skjer slik at vedkommende kan oppsøke stasjonen for å utføre nødvendige inngrep og/eller korrektive tiltak.

- Kontrollanlegg bør baseres på hvilestrømsprinsippet slik at det går automatisk til stopp dersom det skjer en feil i kontrollanlegget eller i strømforsyningen.
- Anlegget bør utstyres med helautomatisk start og eventuell gjenoppstart siden det kan stoppe på grunn av for eksempel utfall av nettet.
- Dersom det ønskes lokal betjening, bør dette aktiveres via grafiske display eller konvensjonelle tavler.
- For mindre anlegg kan vernene bli integrert i styresystemet. For litt større anlegg kan det settes inn separate og uavhengige vernenheter.
- Anleggets forskjellige driftsmodi må defineres og integreres i kontrollanlegget.

Det vil alltid være nødvendig å gjøre anleggsspesifikke tilpasninger basert på de beslutninger som gjøres om valg av teknologi og funksjonalitet.

Dokumentasjon

Det er viktig at de forskjellige leveransene dokumenteres både mht. beregninger, tegninger, konstruksjon og oppbygning, funksjonalitet, driftsbeskrivelser og vedlikeholdsbeskrivelser for at eieren og operatøren skal kunne bruke utstyret riktig og sikkert over hele driftsperioden. På den annen side koster det å lage dokumentasjon. Det vil derfor være viktig å kreve et balansert nivå på dokumentasjonen.

Det skal utarbeides anleggsdokumentasjon iht. NEK 321, 322/1985 (IEC Publ. 750/1082) samt NEK 144 (IEC Publ. 617). (Alternativt kan også krav til dokumentasjon stilles i henhold til NS 5820: Dokumentasjon av utstyrsleveranser)

Følgende dokumentasjon er normalt for kraftverk:

A. Konstruksjonstegninger eller sluttdokumentasjon (As-built-Drawings):
    a. Tekniske beregninger
    b. Funksjonsplaner
    c. Alarm- og signallister for hhv. lokalkontroll og fjernkontroll
    d. Arrangementstegninger
    e. Enlinjeskjema og vernoppkoplinger
    f. Forriglingstegninger og blokkskjema
    g. Programdokumentasjon
    h. Montasjetegninger med beskrivelse av apparat- og kontrollskap
    i. Komponent- og apparatspesifikasjoner med datablad og sertifikater
    j. Kabel- og termineringslister

B. Drift og vedlikehold
    a. Prosedyrer for drift
    b. Vedlikeholdsinstrukser
    c. Reservedelslister

C. Prøveprotokoller

All dokumentasjon bør inneholde nødvendige kryssreferanser for funksjonsorientert og plassorientert merking.

Det bør benyttes anleggsmerking i henhold til NEK 321, 322/1985 (IEC Publikasjon 750/1082) samt NEK 144/1988 (IEC 617). Driftsmerking utføres i henhold til anvisning av byggherren.

Sluttdokumentasjonen bør leveres innen en tidsbestemt periode etter at anlegget er levert og overtatt av kunden.

Spesielle vurderinger

Leverandører skifter raskt og det er ikke sikkert at aktuell leverandør er i markedet den dagen anlegget svikter og en trenger nødvendig service. Det bør vurderes om en bør lære seg en del av teknologien eller sikre at en har tilgang på personell som kan mestre dette. En bør i alle fall sikre seg kildekodene og en utskrift av disse slik at programlogikken eventuelt kan gjenskapes på en nyere maskin og med en annen programvare. Sørg alltid for å ha en kopi av programvaren lagret på et sikkert sted utenfor stasjonen.

En bør vurdere om det finnes tilstrekkelig med reservedeler og om leverandøren kan og vil kunne levere dette i minst 10 år framover.

Anlegget må bygges driftsikkert slik at det automatisk går til stopp dersom det oppstår problemer med styringer, vern eller driftsautomatikk.

For fjernkontrollerte stasjoner må driftsansvarlig alltid kunne få beskjed dersom det oppstår en uvanlig driftssituasjon.

Måling og avregning

Hovedformålet med å bygge et kraftverk vil være å produsere energi for salg. For å kunne gjøre en økonomisk avregning med nettoperatøren er det nødvendig å kunne måle antall produserte kilowatt-timer som er levert til nettet. På samme måte, vil kraftverket i stillstandsperioder ha behov for å kjøpe strøm. Til dette trengs det måling både for den energien som kraftverket produserer samt også måling av den energien som kraftverket forbruker under stillstand.

Ved produksjonsanlegg er det alltid relativt store energimengder som omsettes og det er derfor viktig at energimålerne har en tilstrekkelig nøyaktighet. Det enkelte energiverk vil også sette strenge krav til denne type målere.

8.8.3 Fjernkontrollanlegg

SMS meldinger til mobiltelefon

Den enkleste form for fjernkontroll og kommunikasjon med kraftverket er ved hjelp av SMS- meldinger til mobiltelefon. Ved å installere via GSM-modem kan kontrollanlegget enkelt programmeres slik at det i gitte feilsituasjoner sender predefinerte feilmeldinger til driftsansvarlig som bærer en mobil vakttelefon.

Dersom ansvarlig driftsleder, eller eventuelt andre, skulle ønske en status på stasjonen, kan en bare sende en statusforespørsel i form av en kodet tekstmelding til stasjonens GSM nummer og via GSM-modemet få i retur en predefinert statusmelding med aktuell status. En slik statusmelding kan for eksempel være:

Frekvens:	50 Hz	dette forteller om stasjonen går eller står
Spenning:	400 V	dette forteller om stasjonen er tilknyttet nettet
Effekt:	133 kW	dette forteller om stasjonen produserer energi
Vannnivå:	130 m	dette forteller om stasjonen burde gå eller stå

Internettovervåkning

For de stasjonene som er oppkoplet med en permanent telefonforbindelse, finnes det også standardiserte løsninger hvor signaler, kommandoer og feilmeldinger kan legges ut slik at stasjonene kan opereres via internettoppkoplingen.

En slik oppkopling kan gi mye informasjon på en enkel måte over lange avstander, men hastigheten på slike kommunikasjoner er relativt begrenset.

Fast oppkoplet forbindelse

De fleste større kraftprodusenter har ofte faste oppkoplete kommunikasjonslinjer mellom driftssentralen og alle kraftstasjonene. Slike nett er både komplekse og dyre og ikke særlig aktuelle for mini-, mikro og småkraftverk.

8.8.4 Hjelpeanlegg

Hjelpeanlegget er også gjerne definert under apparat- og kontrollanlegget. De funksjoner som vi anser å tilhøre hjelpeanlegget er som følger:

A. Stasjonsforsyning for hhv. vekselstrøm og likestrøm
B. Ventilasjonsanlegg
C. Lenseanlegg

8.8.5 Hva en bør passe på

Isolasjonsklasser

For alle tavler og skap hvor det plasseres elektrisk og elektronisk utstyr bør det stilles krav til skapene med hensyn til utførelsen. IEC har standardisert dette og et normalt krav er IP 44 som er beregnet til å være sikkert mot vannsprut. Dersom utstyret også skal beskyttes mot støv, bør tetthetsklasse IP 54 benyttes. Disse klassene er forøvrig definert i publikasjon IEC 529 av 1989-11.

Jording

Et godt jordingsanlegg er viktig både for personsikkerhet og sikkerhet for utstyr. Ved normale tilstander uten noen form for feil i anleggene er dette ikke så viktig, men så snart det oppstår en jordfeil så er det avgjørende at en har kontroll på hvor jordstrømmene går og hvor det bygger seg opp store potensialforskjeller. Slike jordstrømmer og potensialforskjeller representerer en fare for driftspersonalet ved at de kan risikere uventede strøm- og spenningsstøt på steder der det normalt tidligere har vært trygt å berøre utstyret. Slike potensialer blir lett så kraftige at de kan være livsfarlige dersom jordingsanlegget ikke er gjort riktig. Store jordstrømmer og potensialforskjeller kan også være svært skadelig eller destruktivt spesielt for moderne styringssystemer som er basert på elektronikk. Nyere elektronikk er riktignok forbedret for å kunne motstå slike miljøer, men de er likevel basert på at jordingsanlegget er riktig utført.

Det er vanlig at leverandøren av apparat- og kontrollanlegget leverer jordingsanlegget for det enkelte anlegg. I denne sammenhengen skal han beregne og installere et jordingsanlegg som sikrer at berøringsspenninger på anleggsdeler ikke fører til skade på personer eller utstyr. Normalt deles jordingsanlegget opp i et nedgravd jordingsanlegg eller fundamentjording og et åpent jordingsanlegg.

Apparatleverandør utfører beregninger, beskriver installasjonen og leverer alt materiell til jordingssystemet. Montasjen av åpent jordingssystem utføres normalt av apparatleverandøren, men dersom det blir et nedgravd jordingssystem utføres dette som oftest av byggkontraktøren.

9 LINJETILKNYTNING. KRAFTLEDNINGER

Se kapittel 15, Tilknytting til nettet.

9.1 Annet; vei, bru, etc.

Det er viktig å sjekke eksisterende adkomstmuligheter. Svært ofte kommer en bort i private veier og veilag. Samtaler må gjennomføres med disse og avtaler skrives. Det er viktig at det skjer tidlig i prosessen så en ikke kommer i skvis.

Bæreevnen til eksisterende bruer må sjekkes.

Ved nødvendig nybygging av vei og bru må avtaler med eventuelle grunneiere som ikke deltar i prosjektet, gjøres.

9.2 Kvalitet

I planlegging og bygging av kraftverk er det fra første dag av viktig å tenke kvalitet. En bør stille seg følgende spørsmål før en tar en avgjørelse om utbygging:

1. Hvilke faktorer er viktig å vurdere for å angi kvaliteten på det endelige kraftverk?
2. Hvilken kvalitet er det på det utstyret som tilbys i markedet?
3. Hvordan sikre at en får den kvaliteten en tror at en har kjøpt?

Spørsmål 1: Hvilke faktorer er viktig å vurdere for å angi kvaliteten på det endelige kraftverk?

Alle deler av anlegget må selvfølgelig fungere når anlegget har kommet i drift. De fleste deler kan lett repareres eller skiftes ut, men noen er det ikke mulig å gjøre noe med eller det vil være dyrt å korrigere for manglende kvalitet.

Faktorer som vil være vesentlig for kvaliteten på anlegget, og hva som kan gjøres for å sikre dette vil være:

- Hydrologien, størrelsen på det årlige tilsiget. Om mulig kontroller ved hjelp av målinger i vassdraget.
- Inntaket er som oftest det mest problematiske ved en utbygging. Det kan derfor lønne seg å konsultere en erfaren fagperson i forbindelse med planlegging av dette.

  Studer elva godt i planfasen og hvordan den oppfører seg i alle sesonger. Ta bilder fra vinter og flomperioder. Registrer spesielt forholdene for rask og sedimenttransport under flom og isgang i vårløsningen.
- Sikring av rørgaten mot snøras, jordras etc.

  Studer miljøet i vannveitraseene godt hele året i hele planfasen. Ta bilder fra alle årstidene for å registrere forholdene. Det vil være til god hjelp.
- Turbin- og generatorlagre
  Rusekrefter og hydrauliske aksialkrefter inklusive vekt fra roterende deler i turbinen danner grunnlaget for dimensjonering av turbin- og generatorlagre. Det er derfor viktig at generatorleverandøren dimensjonerer sine lagre (styre- og bærelagre) på grunnlag av maksimale ruse- og aksialkrefter som oppgis av turbinleverandøren.

  For vannkraftverk er det normalt å forlange at lagre skal dimensjoneres for 100 000 timers drift.

- Rusing
  Rusing av et aggregatet (turbin og generator) er bestemt av turbinvalg og hvilke lukketider som legges inn for ledeapparat, alternativt nåler i turbinen. Turbinleverandøren må derfor oppgi maksimalt ruseturtall til generatorleverandør som underlag for dimensjonering av generatoren.

Spørsmål 2: Hvilken kvalitet er det på utstyret som tilbys i markedet ?

- I mini- og mikroturbinmarkedet er det mange leverandører med til dels store variasjoner i pris og kvalitet. Utstyr som i utgangspunktet er billig i innkjøp vil ikke nødvendigvis være billig over tid dersom kvaliteten ikke er tilfredsstillende.

- Ved valg av leverandører er det viktig å innhente referanser på tilsvarende utstyr som er levert de siste årene.

- Avgjørende for utstyret er at det fungerer og yter som forutsatt, at drifts- og vedlikeholdsutgifter holdes på et minimum, og at levetiden er som forventet.

- En del leverandører har et relativt begrenset leveringsprogram. For å sikre riktig valg av utstyr er det derfor viktig at det stilles riktige krav til utstyr uavhengig av en enkelt leverandørs leveringsprogram. Avgjørende for utstyret er at det er riktig tilpasset anlegget med tanke på vannføring, fallhøyde, topografi, grunnforhold etc.

- Den som får det totale systemansvar i planleggingen må bestemme valg av utstyr.

Spørsmål 3: Hvordan sikre at en får den kvaliteten en tror at en har kjøpt ?

- Valg av utbyggingsmodell er viktig for å oppnå kvalitet i hele prosessen.
  Se kapittel 13 – Utbyggingsmodeller/engasjementformer
- Prosjektet anbefales å ha en systemansvarlig som tar ansvar for at alle elementer i kraftverket er riktig dimensjonert ut fra tekniske og økonomiske forutsetninger og de topografiske/geotekniske/geologiske forhold. Systemansvarlig vil gi uavhengig råd om valg av løsninger og leverandører.
- Slik markedet for tjenester og leverandører fungerer i dag, er det rådgivende ingeniørfirmaer og enkelte leverandører som kan ta totalt systemansvar, mens de fleste leverandørene i mini- og mikrokraftverkmarkedet tar totalansvar kun for sin del av leveransen.
- Valg av rådgivere og leverandører er et viktig valg for kvaliteten. Sjekk derfor referanser fra nylig utførte oppdrag.
- De som har tatt på seg ansvar for hele eller deler av anlegget, må legge fram en kvalitetssikringsplan for gjennomføringen. Utbygger må selv kontrollere at planen blir brukt og fungerer i praksis. Be om dokumentasjon av viktige beregninger, f.eks. optimalisering av anleggsdeler.
- Enmannsfirmaer må ha avtale med et annet firma med samme kompetanse for å kunne tilfredsstille kravene i en kvalitetsplan med sidemanns kontroll.
- Firmaene må forsikre sitt ansvar i kontrakten. Be om forsikringsbevis.
- De minste anleggene, dvs. de under 100 kW vil ikke ha økonomi til å dekke mye rådgiverassistanse, men noen timer som kan verifisere hoveddimensjonene og valg av utstyr kan være verd prisen siden få leverandører vil ta totalansvar. Der det ligger til rette for at flere grunneiere kan slå seg sammen, vil en kunne stå sterkere økonomisk til å dekke rådgiverassistanse.

10 MILJØ- OG SAMFUNNSKONSEKVENSER

10.1 Generelt

I henhold til vannressursloven § 8 er det forbudt uten tillatelse å gjennomføre tiltak i vassdrag som kan være til nevneverdig skade eller ulempe for noen allmenne interesser. I praksis medfører dette at små kraftverk kan være konsesjonspliktige. For å avgjøre spørsmålet om konsesjonsplikt, må det derfor gjøres kvalifiserte vurderinger av om utbyggingen medfører nevneverdig skade. I vannressursloven legges det en vid forståelse av begrepet ”allmenne interesser”. Dette går fram av forarbeidene til loven. Med allmenne interesser menes blant annet fiskens frie gang, allmenn ferdsel, naturvern, biologisk mangfold, friluftsliv, vitenskapelige interesser, kultur- og landskapshensyn, jordvern og hensyn til flom og skred m.v.

I praksis gis det svært sjelden konsesjonsfritak for kraftverk med installert effekt over 1 MW. For kraftverk over 1 MW vil det derfor være tidsbesparende å gå rett på en konsesjonssøknad.

Dersom et utbyggingsprosjekt blir vurdert som konsesjonspliktig av NVE, skal det bare gis konsesjon dersom fordelene ved tiltaket overstiger skader og ulemper for allmenne og private interesser (vannressursloven § 25). Dette innebærer at konsekvensene for relevante allmenne interesser må være tilstrekkelig belyst før NVE kan fatte en beslutning om det skal gis konsesjon, og eventuelt på hvilke vilkår konsesjon kan gis. Dette er beskrevet i vannressursloven § 23 hvor det framgår at søknad om konsesjon etter § 8 skal gi nødvendige opplysninger om det planlagte tiltak og fordelene og ulempene. Vassdragsmyndigheten kan også kreve ytterligere opplysninger av søkeren og kan bestemme at søkeren skal foreta eller bekoste undersøkelser eller utredninger som trengs for å klarlegge fordeler og ulemper ved tiltaket.

10.2 Metode

For søknader om utbygging av små kraftverk gjelder generelt at forholdet til fagtema biologisk mangfold skal legges ved søknaden som et eget vedlegg og vurderes separat i henhold til egen veileder, mens de andre miljø- og samfunnsrelaterte tema inngår som delkapitler i selve konsesjonssøknaden. Dette innebærer ikke at kravene til informasjon og vurdering av ulemper er mindre for andre tema enn biologisk mangfold. Det anbefales derfor at man tidlig i prosjektutviklingen gjør en identifisering av tema som er vesentlige og beslutningsrelevante innen miljø, naturressurser og samfunn. Dette innebærer også at mange tema velges vekk. I henhold til biologisk mangfold (NVE-Veileder 2009:03) har miljømyndighetene en viktig rolle i å formidle krav og kunnskap i hver enkelt sak på forespørsel.

Forhåndsvurderingen bør derfor innbefatte kontakt med aktuell myndigheter som miljøvernavdeling hos Fylkesmannen, kommune, fylkeskommune og eventuelt Sametinget og reindriftsforvaltningen. OEDs retningslinjer for små kraftverk legges til grunn for identifisering av relevante tema. For å få en oversikt over kjente interesser og verdier i influensområdet gjennomføres søk etter litteratur og stedfestet informasjon i nasjonale databaser. I tillegg gir et berggrunnskart en god del informasjon.

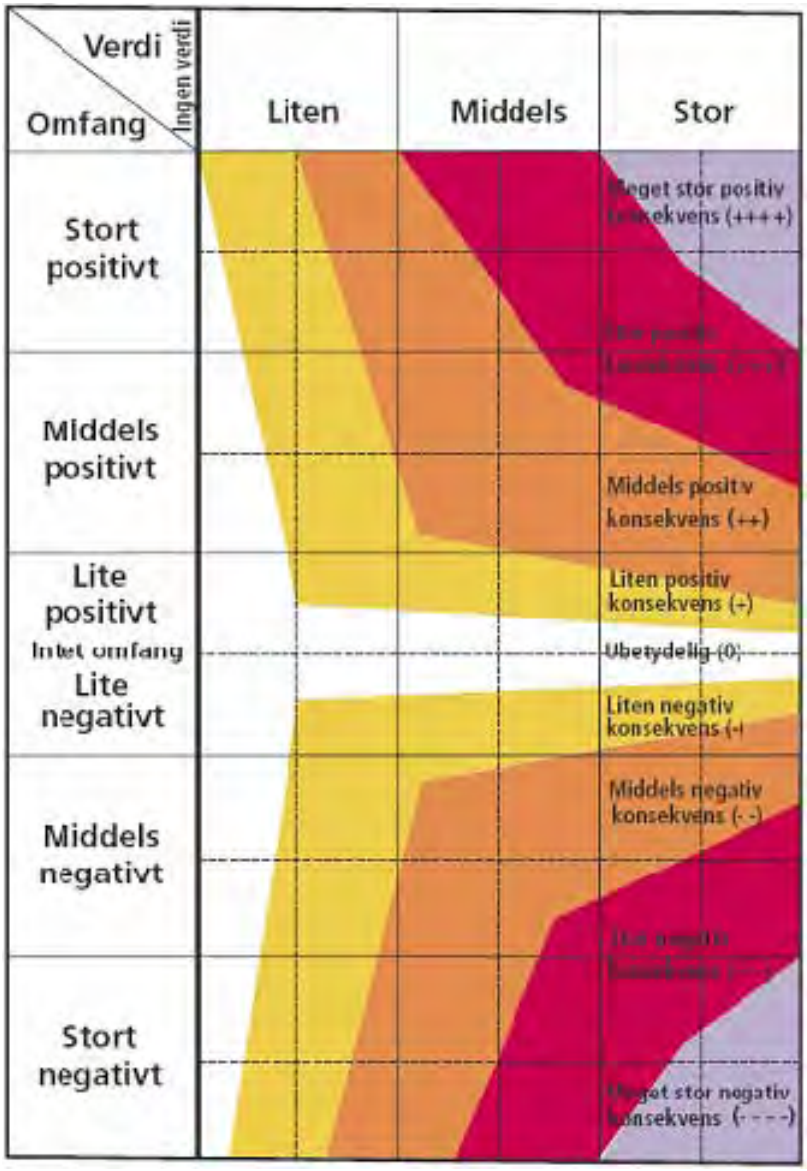
Forhåndsvurderingens innhold er som følger:

- Vurdere tiltakets realistiske alternativer
- Identifisere hvilke tema konsekvensvurderingen skal konsentrere seg om
- Gi en beskrivelse av hvordan disse tema skal behandles/hvilken metodikk som skal anvendes
- Være fokusert på beslutningsrelevans
- Vurdere og ta høyde for ”godt nok” prinsippet – konsekvensvurderingen skal være tilpasset prosjektets størrelse

Her er det viktig å være tydelig på at undersøkelsene av de relevante tema må være omfattende nok til å gi et godt nok beslutningsgrunnlag, og at dette kan kreve en viss innsats både tidsmessig og økonomisk.

Når det gjelder den overordnede metoden for hvordan konsekvensene for det enkelte fagtema skal vurderes, benyttes Statens vegvesen håndbok 140. Håndboka er primært rettet mot fagpersoner som arbeider med konsekvensanalyser av vei- og transportprosjekter, men benyttes også av fagpersoner som utreder andre tiltak, bl.a. naturmiljø, landskap og kulturminner i vannkraftprosjekter.

I vegvesenets håndbok er det gitt en metode for utredning av konsekvenser basert på kunnskap om verdien av et gitt miljø og en vurdering av tiltakets endring av denne verdien angitt som omfang. I en matrise er verdi og omfang sammenholdt, og ut i fra dette framkommer tiltakets konsekvenser for det gitte fagfeltet. Dette er vist i figuren under.



Konsekvensvifte. Fra Statens vegvesen 2006.

Hovedinnholdet i slike konsekvensvurderinger inneholder derfor følgende oppgaver:

- Registreringer
- Verdivurdering
- Omfang av påvirkning
- Konsekvensvurdering
- Avbøtende tiltak

10.3 Fysiske påvirkninger

Alle kraftverk medfører fysiske endringer i miljøet. Hvor omfattende disse endringene blir avhenger av en rekke faktorer som varierer fra prosjekt til prosjekt. Nedenfor er det angitt noen aktiviteter ved vannkraftutbygging som kan medføre fysiske endringer som igjen kan ha konsekvenser for fagtema innen miljø, naturressurser eller samfunn.

Tiltak og aktiviteter ved bygging av vannkraftverk som endrer fysiske forhold i prosjektområdet.

Midlertidige
Trafikk og anleggsvirksomhet i anleggsperioden
Fysiske inngrep i vegetasjonen i forbindelse med bygging av kraftverk, kraftlinjer, midlertidige veier, rørtraseer, rigg, m.m.
Utslipp av prosessvann fra tunneldriving og anleggsvirksomhet
Graving i elveløp
Permanente
Bygging av kraftverk; dam og inntak og dannelse av små inntaksbasseng, vannvei og kraftstasjon
Bygging eller etablering av veier, parkeringsplass, massedeponi, m.m.
Bygging av kraftlinje
Redusert vannføring i elva
Tilførsel av vann fra nabonedbørfelt
Start og stopp av kraftstasjon
Regulering av vannstanden i innsjø

For å kunne gjøre en konkret utredning av konsekvensene av en utbygging, er det helt avgjørende å ha god kunnskap og informasjon om de fysiske påvirkningene som det konkrete prosjektet medfører.

10.4 Konsekvenser for ulike miljø- og samfunnstema

En gjennomgang av metoder som benyttes for undersøkelse av ulike tema i vannkraftsaker er utarbeidet i NVE.

<u>Biologisk mangfold</u>
For vurdering av konsekvensene for det biologiske mangfoldet, er det utarbeidet en egen veileder, med revidert utgave i 2009 (Veileder 2009:3 ”Kartlegging og dokumentasjon av biologisk mangfold ved

bygging av småkraftverk (1-10 MW) – revidert utgave. Mal for utarbeidelse av rapport". (Erstatter Veileder 2007:03). Det blir derfor ikke gitt noen inngående beskrivelse av hvordan vurderingene for biologisk mangfold skal gjøres her. Fylkesmannens miljøvernavdeling kan ofte bidra med nyttig informasjon. Under tema biologisk mangfold legges det vekt på verdifulle naturtyper, truede vegetasjonstyper og rødlistearter. Vurderingen av konsekvenser for biologisk mangfold skal vedlegges som eget dokument.

Landskap

Olje- og energidepartementets retningslinjer for små kraftverk (OED 2007) gir en god beskrivelse av sentrale problemstillinger knyttet til landskap og vannkraft. Dersom det skal gjennomføres en vurdering av miljøvirkninger av et konkret småkraftprosjekt kan det være nyttig å benytte metoden "romlig landskapskartlegging", også kjent som "NIJOS-metoden".

Det er viktig å ta bilder av vassdraget som del av landskapet og bilder av vassdragets utforming på nært hold. Dersom det er landskapselementer som er spesielt verdifulle, for eksempel fosser eller eksponerte strekninger, er det viktig å få tatt bilder av elva ved ulike vannføringer. Bilder fra perioder med lave vannføringer bør benyttes ved vurdering av hvilken minstevannføring som skal foreslås av hensyn til landskapet. Det er en stor fordel å ha god kunnskap

Inngrepsstatusen i prosjektområdet er viktig ved vurdering av konsekvensene for landskap, og denne bør beskrives grundig. I de tilfeller anleggsobjekter som inntaksdam, kraftstasjon eller massedeponier blir godt synlige i landskapet bør det utarbeides fotomontasjer som illustrerer situasjonen før og etter bygging. Konsekvensen for inngrepsfrie naturområder (INON) kan med fordel ses sammen med fagtema landskap, men det kan også ha relevans for flere andre fagtema.

Fisk og ferskvannsbiologi

Økologiske forhold i ferskvann kan bli betydelig påvirket av små kraftverk. Elementer av kraftverket som må vurderes spesielt i denne sammenheng er:

- Redusert driv av bunndyr og vandringssperre for fisk ved inntaksdammen
- Redusert vannføring på berørt strekning kan gi redusert produksjon og hindre vandring
- Spredning av arter ved overføring av vann
- Stranding av bunndyr og fisk nedstrøms kraftstasjon ved effektkjøring eller ikke planlagt stans i kraftverket
- Redusert produksjon og endring i artssammensetning ved regulering av vann og ved etablering av inntaksmagasin i elver
- Forurensning i anleggsperioden kan gi midlertidige negative effekter

Det er spesielt viktig å vurdere nivået på vannføringen på den berørte strekningen mellom inntaket og utløpet fra kraftstasjonen.

Fugl og annen fauna

De fugleartene som kan bli negativt påvirket av små kraftverk er primært vanntilknyttet fugl som vadere og ender samt fossekall og vintererle. Små kraftverk blir i hovedsak lokalisert til områder med størst mulig fall. Slike områder er som hovedregel lite attraktive for både vadefugl og ender, men i enkelte vassdrag er det delstrekninger med både roligstrømmende vann og våtmark. Dette må vurderes fra vassdrag til vassdrag. Rødlistede arter som f.eks. sjøorre, bergand, sangsvane og brushane er arter som kan finnes på slike områder. Fossekall og vintererle foretrekker nærområdene til fosser og stryk som hekkeområde. En reduksjon i vannføring vil kunne gi redusert produksjon av insekter på strekningen. Dette vil kunne ramme både fossekall som lever av bunndyr og vintererla som tar voksne insekter i flyvefasen.

Det er sjelden at pattedyrfaunaen blir vesentlig negativt påvirket av små kraftverk. Unntak fra dette kan imidlertid være oter som ikke vil finne prosjektstrekningen interessant dersom fiskebestanden blir redusert. Det samme gjelder også for mink, men denne er introdusert i Norge, og skal ikke tillegges vekt i denne sammenheng. I anleggsperioden blir det mye støy og menneskelig nærvær i prosjektområdet. Dette kan forårsake at området blir mindre benyttet av vilt i den tiden. Det er store forskjeller på hvor sårbare de ulike artene er for slike forstyrrelser. De store rovdyrene og villrein er blant de som må forventes å ha størst negativ respons på anleggsarbeid.

Friluftsliv og reiseliv

Vann og vassdrag har ofte stor rekreasjonsverdi. DN-håndbok - 18 om friluftsliv i konsekvensutredninger og DN-håndbok – 25 om kartlegging og verdsetting av friluftsområder gir gode råd om hva som bør vektlegges under dette fagområdet. Det er viktig å få oversikt over hvordan og i hvor stor grad prosjektområdet benyttes til friluftsliv. Det må tenkes på alle typer brukere og på bruk til ulike årstider. Det er også vesentlig å vurdere om det er andre lignende områder innen rimelig nærhet som dekker de samme behovene eller om området er unikt på noen måte. I tillegg til å vurdere dagens bruk, er det også interessant å vurdere områdets potensial for ulike former for friluftsliv. I den grad friluftslivskvalitetene også har verdi i reiselivssammenheng, må også dette vurderes. Potensielle konfliktområder som bør vies oppmerksomhet er:

- Konsekvenser for grunnlaget for friluftslivet (fiskebestand, viltbestand, bademuligheter, bær og sopp)
- Konsekvenser for attraktive arealer for friluftsliv
- Adkomst til friluftslivsområder både innen prosjektområdet og til friluftsområder som ligger i større avstand fra tiltaket
- Konsekvenser for opplevelsen av et område. Områdets karakter sammen med utseendet på anlegget, støy og annen forurensning kan forringe opplevelsen av et område

Kulturminner og kulturmiljø

Kulturminner og kulturmiljø er ikke fornybare ressurser. Med kulturminner menes alle spor etter menneskelig virksomhet i vårt fysiske miljø. Kulturminner fra før 1537 er automatisk fredet med en sikringssone på 5 meter. Samiske kulturminner som er eldre enn 100 år er også automatisk fredet. Kulturminner fra nyere tid kan ha stor verdi som historiske dokument. Med kulturmiljø menes områder hvor kulturminner inngår i en større helhet eller sammenheng. Naturelementer som fosser, stryk, gjel og bergknauser kan i seg selv også representere minner, fordi det ofte er knyttet historier, sagn eller myter til slike elementer. Potensielle konfliktområder som bør vies oppmerksomhet er:

- Konsekvenser for kulturminner og kulturmiljøer som er vedtaksfredet iht. kulturminneloven, eller regulerte spesialområder med bevaring som formål
- Verdifulle kulturlandskap og kulturmiljøer (sees i sammenheng med fagtema landskap)
- Konsekvenser for automatisk fredete kulturminner, eller kulturminner under vann

Jordbruk, skogbruk og reindrift

Jordbruks- og skogbruksinteressene kan bli negativt påvirket gjennom arealbeslag i form av veier, nedgraving av vannvei, kraftlinjer og neddemminger. Det må skilles mellom hva som er varige arealbeslag, og hva som kun blir negativt påvirket i anleggsperioden og fram til ny vegetasjon er etablert. For skogbruket kan etablering av veier og vannvei (i byggeperioden og rett etter) gi positive effekter fordi det blir lettere å ta ut skog.

Villrein og tamreindrift kan være sårbar for inngrep. Det er spesielt viktig å ha fokus på kalvingsområder, trekkveier, sommer- og vinterbeiteområder og drivingsleirer samt til spesielle funksjonsområder som slakteplasser og samleplasser. For villreinen er det viktig å vurdere om inngrepet kan føre til redusert arealbruk.

10.5 Avbøtende tiltak

Med avbøtende tiltak menes justeringer av selve prosjektdesignen eller spesielle tiltak for å redusere negative konsekvenser for ett eller flere fagtema. Ved forslag om avbøtende tiltak er det viktig at nytteverdien av tiltaket blir vurdert og at denne blir holdt opp mot den økte kostnaden tiltaket medfører.

Avbøtende tiltak som kan vurderes ved bygging av små kraftverk er blant annet:

Endret nivå eller regime for slipping av minstevannføring
Vassdragets naturlige årstidsvariasjoner er viktige å kjenne før det foreslås regime for minstevannføring. Hensynet til fisk og ferskvannsbiologi, fuktighetskrevende arter og vegetasjon langs vassdraget og landskapet bør være styrende for fastsetting av minstevannføring.

Tiltak for raskere revegetering
Det bør være et mål at naturmiljøet blir påført så liten skade som mulig ved bygging av små kraftverk. Ved å ta vare på vekstlaget der det graves ned vannrør eller bygges midlertidige veier, vil revegeteringen gå raskere, og en vegetasjon som er mer lik den opprinnelige vil komme tilbake. Såing med frøblandinger bør bare brukes der det er nødvendig for å hindre erosjon. Dette for å unngå at det ikke blir spredt arter som ikke hører hjemme i området.

Stenge permanente veier med bom
I enkelte prosjekt resulterer nye permanente veier i økt konflikt med naturmiljø, reindrift eller friluftsliv. Et avbøtende tiltak kan da være å la veien gro igjen eller å stenge den med bom som hindrer ferdsel der dette er et problem.

Opprettholde fiskens vandringsmulighet
Det er bare unntaksvis at fisk har fri vandring i elva på hele utbyggingsstrekningen. Dette skyldes at små kraftverk forsøkes lagt til strekninger med størst mulig fall. Ofte kan det imidlertid foregå vandring nedenfra og oppover forbi det planlagte kraftstasjonsutløpet. I slike situasjoner kan det være viktig å utforme anlegget slik at det ikke skapes nye vandringshindre. Dette kan også være aktuelt i området ved inntaket. I vassdrag med anadrome arter (laks, sjøørret og sjørøye) er det viktig å vurdere muligheten for å plassere kraftverket på toppen av strekningen med anadrom fisk.

Omløpsarrangement i kraftstasjonen
Når småkraftverk etableres i vassdrag som har verdifulle fiskebestander eller forekomster av prioriterte arter som for eksempel elvemusling nedstrøms kraftstasjonen, må det vurderes om det bør installeres en omløpsventil i kraftstasjonen. Dette vil forhindre at det skjer plutselige tørrlegginger på strekningen nedstrøms kraftstasjonen når kraftstasjonen stanser pga. for lite tilsig eller ved uforutsett stans. Kapasiteten på omløpsventilen må dimensjoneres etter nivået på minstevannføring, vassdragets utforming og verdien av de biologiske forekomstene på aktuell strekning.

Tilpasse anleggsperioden i tid for å redusere konflikt
For enkelte fagområder slik som hekketid for fugl, kalving og flytting av rein mv. er tidspunktet for når de ulike anleggsarbeidene gjennomføres svært viktig. Det er derfor viktig at det er tett dialog med reindriftsutøverne dersom prosjektet ligger i et reinbeitedistrikt. For rovfugl og ugler er ettervinteren og våren spesielt sårbar når det gjelder hekking.

Utforming av kraftstasjon med nærområder
Det viktig at kraftstasjonen får en egnet utforming i forhold til landskapet. Dette er spesielt viktig dersom kraftstasjonen er godt synlig i terrenget, og dersom den ligger i et område med store landskapsmessige verdier.

Endret plassering og utforming av inntaksdam
Etablering av inntaksdam medfører ofte at landarealer blir satt under vann. Selve damkonstruksjonen kan også i enkelte tilfeller bli dominerende i landskapet. For å unngå problemer med ising og eventuelt

innsuging av luft, er det viktig at inntaket ligger tilstrekkelig dypt. I enkelte tilfeller kan dette oppnås ved å grave ut bunnen i inntaksdammen samtidig som damhøyden reduseres.

Endre trasé for vannvei

I de fleste utbygginger er det mulig å justere traseen for vannvei uten at dette går ut over kraftverkets funksjon eller økonomi i vesentlig grad. Dersom det er spesielt konfliktfulle forekomster for biologisk mangfold eller kulturminner i traseen, bør denne justeres for å redusere konflikten. Ofte er det også mulig å redusere landskapspåvirkningen ved å gjøre justeringer. I noen tilfeller bør en også vurdere å bore eller sprenge vannveien. I tillegg til miljømessige fordeler kan en boret eller sprengt vannvei gi færre driftsmessige problemer.

11 SELSKAPSFORMER

11.1 Generelt

Ved de fleste prosjekter er flere fallrettighetseiere involvert. Flere løsninger til organisering er aktuelle. En løsning kan være å gå sammen om prosjektet. I andre tilfelle kan det være fornuftig å inngå avtale med profesjonelle aktører om finansiering og utbygging.

Organisering av fallrettighetseiere
Norges Bondelag, Norges Skogeierforbund, Norskog, Småkraftforeninga og Norges Vel har i fellesskap utarbeidet forslag til hvordan fallrettighetseiere kan organisere seg i forbindelse med mulig utbygging av vannfall (”Planlegging og etablering av små kraftverk”. NVE-rapport 2007:14). Forslaget omfatter intensjonsavtale om å undersøke om vannfallet kan utnyttes til produksjon av elektrisk kraft, og vedtekter for fallrettighetslag til bruk når vedtak om utbygging skal fattes. Veiledere medfølger.

Kraftverket kan etableres og eies ved flere ulike selskapsformer. Hovedforskjellen ved disse forskjellige selskapsformene er at de gir ulike former for risikoprofil både for grunneiere, kraftverkseierne og for finansieringskilden(e). De forskjellige selskapsformer innebærer også forskjellige skattemessige varianter som en bør ta hensyn til i en total finansiell vurdering.

De mest vanlige selskapsformene er beskrevet nedenfor.

11.2 Aksjeselskap (AS)

For kraftverk av litt størrelse som mini- og småkraftverk er aksjeselskap (AS) en vanlig form for selskapsdannelse innen bransjen og spesielt som private foretak hvor hvem som helst i prinsippet kan bli invitert til å delta på eiersiden. Ved å benytte et AS vil en via aksjeloven ha en vel definert organisasjonsform både mht. eierskap, overdragelser og skatter (ref. aksjeloven).

Det finnes dog en lovparagraf som setter enkelte begrensninger ved å benytte et AS:

- For kraftverk med mer enn 4000 naturhestekrefter krever industrikonsesjonsloven at AS utløser automatisk ervervsplikt for alle fallrettigheter for å få konsesjon eller tillatelse til å bygge ut. Unntaket er at dersom et AS har minst 67 % offentlig eierskap, kan fallrettighetene leies. Det må likevel innhentes en konsesjon for dette. Med offentlige institusjoner menes her staten, fylkeskommunene, kommunen(e) eller andre offentlige etater.
- Kraftverk som er planlagt uten regulering, men som har mulighet for regulering ut over grensen på 4000 naturhestekrefter, kan også komme under ovennevnte bestemmelse.

11.3 Delt ansvar (DA)

Utbyggerne kan danne et delt ansvar (DA) selskap, og via et slikt selskapet reise nødvendig egenkapital og finansiering til å stå for hele utbyggingen.

Det er dog verdt å merke seg at å bygge et kraftverk ofte innebærer en investering på flere millioner kroner, og som ved et DA innebærer at alle eierne blir gjensidig ansvarlige for alt ansvar. Dersom noe alvorlig skulle skje, må de også stille opp nærmest som "kausjonister" for hverandre. Dette kan i ytterste konsekvens medføre at alle vil bli økonomisk ansvarlige, og følgelig kan alle formelt sett bli slått personlig konkurs dersom en tilstrekkelig stor skade skulle skje.

Den totale risikoen ved en kraftutbygging er kanskje ikke så stor, men dersom det skulle gå galt, så kan følgene bli meget store og alvorlige for deltakerne. Utbyggere bør vurdere dette nøye før en slik modell velges.

Skattemessig blir næringsinntekten for et DA- selskap fordelt på andelshaverne og skattes derved som vanlig næringsinntekt.

11.4 Begrenset ansvar (BA)

Et BA er en selskapsform som hovedsakelig er likt et DA, men med den forskjell at den enkelte medeier kun er ansvarlig for den eierandel som han har i selskapet.

Skattemessig blir det tilsvarende som for et DA.

11.5 Ansvarlig selskap (ANS)

Et ANS er en selskapsform som hovedsakelig er likt et DA, men hvor ansvarsprinsippet i utgangspunktet er "en for alle og alle for en". Det spesielle ved et ANS er at det kan være bakenforliggende avtaler som regulerer ansvarsforholdet.

Skattemessig blir det tilsvarende som for et DA.

11.6 Allianse med et utbyggingsselskap

Det er flere utbyggingsselskaper i markedet, både offentlige og private, som inngår avtaler med fallrettseiere og der utbyggingsselskapet er ansvarlig for realiseringen av prosjektet; søknader, prosjektering, bygging og drift i et visst antall år. Deretter går kraftverket tilbake til fallrettseierne etter en avtalt sum (som kan være null).

Fordelen for en fallrettshaver er at vedkommende slipper å betale noe underveis, all risiko unngås og leie av fallet kan utbetales med en gang, underveis eller når det måtte avtales. Det er viktig å huske på at enkelte prosjekter blir dyrere enn forventet, gir mindre produksjon eller får kortere levetid. En avtale med en økonomisk sterk partner kan derfor være riktig ved en del prosjekter.

Ulempen ved denne løsningen er at en del av gevinsten må deles med et utbyggingsselskap. Dette må veies opp mot fordelene.

11.7 Salg av fallretter

Tidligere var det vanlig at fallrettigheter ble solgt til en potensiell utbygger. Dette kunne være både offentlige og private. Det er mulig i dag også, til god pris også, men en fallrettshaver fraskriver seg dermed en verdifull rett for alltid.

12 FINANSIERING

12.1 Generelt

Alle finansinstitusjoner vil se på hvor god økonomi det er i et prosjekt. De har som regel manglende eller ingen bakgrunn for å vurdere den teknisk/økonomiske kvaliteten på prosjektet, men vil kunne foreta en vurdering av de merkantile delene av prosjektet. Dette gjør de først og fremst for å minimalisere sin egen risiko ved å forkaste de prosjektene som har dårlig eller marginal lønnsomhet.

Som utbygger er det derfor viktig å presentere alle momenter slik at en nøytral utenforstående part kan vurdere om "drømmen" virkelig holder hva en tror at den lover. Det kan være surt å få avslag på lån, men det er langt bedre enn å bli en evig gjeldsslave.

12.2 Långivers vurderinger

Når en skal søke om finansiering av et prosjekt, bør en tenke på at det er to viktige områder som långiver vil vurdere.

1. Låntaker må ha en forsvarlig betjeningsevne og långiver trenger tilfredsstillende sikkerhet for lånet. For at en långiver skal kunne innvilge et lån, er det viktig å ha en tilfredsstillende betjeningsevne.
2. Kredittverdighet vil gå på soliditeten til utbyggerne. Her er det viktig hvor stor egenkapitalen er i forhold til lånekapitalen. Jo flere deltakere det er blant utbyggerne, dess bedre vil normalt kredittverdigheten være. Størrelsen på egenkapitalgraden avhenger av risikoen i prosjektet. Her vil også bankenes lokalkjennskap kunne påvirke vurderingene, men generelt sett vil långiver kreve en større egenkapital desto større han vurderer usikkerheten eller risikoen i prosjektet.
3. Det er viktig å kunne vise til et budsjett som bygger på realistiske forutsetninger. I et slik arbeid bør en støtte seg på tilbudspriser for de vesentligste kostnadsfaktorene, kostnader ved tilsvarende eksisterende anlegg og ekspertise.

Utbyggere bør være klar over at de fleste långivere vil kunne kreve sidesikkerhet dersom banken vurderer at det ikke er tilstrekkelig sikkerhet direkte i foretaket. Långiverne ønsker i liten grad å eksponere seg for risiko i forhold til låntakerne.

Videre bør en være klar over at långiverne kan stille krav om sidesikkerhet i form av kausjonsavgivelse eller pantsettelse av fast eiendom. Er ikke grunnen hvor fallrettigheter og installasjoner befinner seg utskilt fra hovedbruket, vil en pantsettelse omfatte hele eiendommen. Långiver risikerer da å få en konflikt med eventuelle tidligere panthavere med hensyn til prioriteten. Verdi av nye installasjoner vil gå inn i pantet til første panthaver. I slike tilfeller vil man kunne løse problemet med panthaveravtaler.

12.3 Finansiell vurdering av prosjektet

Når en tenker på å sikre seg finansiering til prosjektet, bør en ha laget en komplett beregning av hele prosjektet hvor alle betydelige faktorer inngår. Disse er som følger:

1. En nøyaktig produksjonsberegning hvor hydrologi, reell vannføringskurve, virkningsgrader, minstevannføring, etc. er tatt hensyn til. En bør også kunne si noe om usikkerheten for den beregningen en har gjennomført.
2. Det bør utarbeides en best mulig kostnadskalkyle hvor de vesentlige kostnadselementer er basert på tilbud og/eller klarerte kontraktsutkast.
3. Det bør foreligge et utkast til kraftsalgsavtale hvor usikkerheten på inntektssiden er begrenset til de marginer som inntjeningen kan forsvare.

4. En bør også gjøre en finansiell analyse hvor det er tatt hensyn til:
   - Gjeldende avskrivningsregler
   - Gjeldende nettariffer
   - Gjeldende regler for skatter og avgifter
5. En må passe på å få med utgifter til leie eller kjøp av fallrettigheter dersom det er aktuelt.
6. En må huske på å ta med nødvendige kostnader til drift, vedlikehold og reinvesteringer.
7. En bør vurdere hvor mye egenkapital en kan legge i prosjektet og hvor stor avkastningsgrad en forventer på denne.
8. Med bakgrunn i ovenstående kan en beregne hvor lang nedbetalingstid prosjektet har. Dersom en sikrer seg en kraftsalgsavtale med fast pris for denne perioden, vil en vesentlig del av den totale prosjektrisikoen være betydelig redusert. En fastprisavtale er gjerne dårligere enn å benytte spotmarkedet. Derfor må dette veies opp mot risikoen.

12.4 Finansieringskilder

Lånekapitalen kan skaffes fra ulike kilder. Under er det nevnt finansieringsformer som har vært mye benyttet til finansiering for utbygging av små kraftverk.

- *Statens Nærings- og Distriktsutviklingsfond (SND)*, forvalter en del midler som det kan søkes om og da i hovedsak til mikro- og minikraftverk. Erfaringene har vist at det er få som har fått innvilget slik støtte og beløpene er alltid begrenset. Hovedargumentet er at det ikke skaper arbeidsplasser ute i distriktene.
- Det finnes også *Bygdeutviklingsmidler (BU)* hvor det finnes begrensede midler på årlige budsjett. Disse blir administrert av SND. Bevilgningene har gått nedover i de senere år. Disse midlene bindes dog til rådgivning, forprosjektering og planleggingsarbeider for prosjekter, etablering av selskaper, etc. og vil normalt ikke bli innvilget til utbyggingsarbeider.
- *Landkreditt* er en kredittforening rettet mot landbruket. I forbindelse med at enkelte gårdbrukere ser et potensial i å etablere kraftverk, har det i enkelte tilfeller blitt tilbudt finansiering fra Landkreditt.
- *Kommersielle banklån* vil nok for de fleste være den mest aktuelle finansieringskilde, og da blir spørsmålene i kapitlet om "Långivers vurderinger" sentrale i en vurdering av om selskapet blir vurdert som kredittverdig.
- *Aksjekapital*. Dersom det er vanskelig å opprette tilstrekkelig egenkapital kan det være aktuelt å utstede aksjer, obligasjoner eller andre verdipapirer som bidrar til at utbygger makter å skaffe den egenkapitalen som kreves for å inngå en tilstrekkelig finansieringspakke.
- *Egeninnsats* er kanskje en av de vanligste former for finansiering, spesielt i de mindre prosjektene. Graden av egeninnsats vil variere sterkt med det enkelte prosjektets egenart og den enkelte utbyggers tid, evne, innsats, ressurser og muligheter.

12.5 Risikovurdering

I en utbygging av kraftverk vil det være mange elementer av risiko. Disse risikoelementer vil i varierende grad avgjøre hvor stor den totale risiko vil være i prosjektet. Følgende elementer vil normalt representere den største risikoen.

- *Hydrologi.* For økonomisk marginale prosjekter er det viktig å sikre at det hydrologiske grunnlagsdataene er tilnærmet lik langtidsgjennomsnittet for aktuelt felt. Dersom en har benyttet NVEs avrenningskart som eneste grunnlag, har en i utgangspunktet en standard usikkerhet på +/-

20 %. Dersom nedbørfeltene er små, kan usikkerheten være enda større. I tillegg må en være klar over feltets karakteristikk, som andel sjøareal, bre- og snaufjellsprosent, høyde over havet, etc.

- *Byggekostnadene* kan variere sterkt, spesielt for inntak og vannveier. Det bør gjøres tilstrekkelige undersøkelser og tilbud bør innhentes.
- *Teknisk drift* kan være et problem det er lett å overse. Slike problemer kan relatere seg både til konseptfeil, standardfeil og spesielle tilfeldige feil og kan resultere i en kraftig reduksjon av inntjeningen for kortere eller lengre tid. Rensk av inntak er viktig der det er mye drivgods.
- *Likviditetsproblemer* kan lett oppstå dersom en får problemer under byggingen, noe som gjerne medfører økede kostnader og senere idriftsettelse. I tillegg kan flere tørre år på rad inntreffe. Ved at kostnadene øker og inntektene kommer senere enn forventet kan en komme i en likviditetskrise og en kan risikere å gå konkurs med et prosjekt som i realiteten kan være godt.
- *Skadeverk av naturlig art eller som hærverk* kan forekomme på alle installasjoner. En bør derfor tenke igjennom dette for å gjøre en design som reduserer disse mulighetene.
- *Kraftpriser*. Variasjonene i kraftprisen (spotprisen) har vært meget store de siste årene, og det kan være lurt å inngå en avtale om fast pris på leveranse av strøm i en gitt periode. Dette vil kunne redusere prosjektets usikkerhet betydelig, men også være med på å begrense fortjenesten dersom kraftprisene skulle stige uforutsett mye.
- *Variasjon i lånerenten* er et element som spiller en mindre rolle, men denne er det lite vi kan påvirke. Det kan være mulig å binde renten, men da får en ofte også en høyere rente enn den flytende renten i perioden.

Det er vesentlig å gjøre en risikovurdering der en kritisk gransker alle elementene som inngår i den totale prosjektøkonomien, slik at en finner hvor følsomt prosjektet er. Dersom en finner at prosjektet har for stor risiko, må en studere de elementer med størst risiko slik at disse reduseres, og slik at prosjektets totale risiko blir innenfor de økonomiske marginer som prosjektet har.

12.6 Byggelån

Fra prosjektet starter til kraftverket er satt i drift kreves det normalt et byggelån. Det er viktig å ta hensyn til dette da slike lån har en mye høyere lånerente, men så er til gjengjeld bruken langt mer fleksibel.

Når byggeperioden er ferdig, skal det foreligge en ferdigattest med sluttkontroll før byggelånet kan konverteres til den langsiktige lånefinansieringen. I sluttkontrollen skal anlegget være prøvekjørt.

12.7 Likviditet

Som del av hele finansieringspakken må en se på alle faktorer som berører prosjektet finansielt. Her bør en se spesielt på følgende faktorer:

1) Det er meget viktig at det er sikret finansiering for hele prosjektet selv om prosjektet får uforutsette tilleggskostnader i byggeperioden.
2) Det er også viktig å ta hensyn til merverdiavgiften. Som regel beregnes prosjektets utbyggingskostnad uten merverdiavgift (MVA). Når en skal kjøpe inn varer og tjenester derimot, må en også betale MVA for alle kjøp av utstyr og tjenester. Dette er midlertidige utgifter, som en kan trekke ifra i regnskapsbalansen senere. Pengene må utbetales først, og det må være tilstrekkelig høyde i finansieringen til å dekke disse midlertidige utleggene før en kan få dette tilbake via momsoppgjøret. Det er knyttet noen betingelser for slike tilbakebetalinger. For eksempel kan en ved en investering på over en million søke Fylkesskattesjefen om å få bli registrert som momspliktig og derigjennom også få refundert momsutlegg.

12.8 Lånesøknad

Ved en søknad om lån vil långiver alltid vurdere prosjektet med hensyn til hvilken betjeningsevne prosjektet har og til hvilken sikkerhet som finnes i de installasjoner som det er snakk om.

12.8.1 Verdivurdering og sikkerhet

Ved belåning må en som regel stille reelle verdier i pant. Dette kan gjelde selve anlegget, fast eiendom, fallrettigheter, driftstilbehør, installasjoner, etc.

De fleste låneinstitusjoner vil kreve sikkerhet for de lån som bevilges. Sikkerhet kan stilles på flere måter, men fast eiendom representerer ofte en god sikkerhet. En utbygger kan stille med sikkerhet i egne eiendommer, men det er naturlig å få til en låneavtale der sikkerheten ligger i de installasjoner som blir bygd. Skulle ikke dette være nok, bør en vurdere å tilpasse egenkapitalen i prosjektet slik at långiver aksepterer en avtale. I denne sammenheng opereres det med flere begreper som følger:

1) Teknisk verdi vil si den verdien det koster å bygge anlegget. Har anlegget vært i drift en stund vil den tekniske verdien bli redusert på grunn av eventuell elde og slitasje.
2) Forretningsverdi er en verdi som viser hvor stor gjeld dette prosjektet klarer å betjene. I stedet for å ta utgangspunkt i de kostnadene som er forbundet med prosjektet, tas det her utgangspunkt i den økonomiske avkastningen som kapitaliseres.
3) Markedsverdi er et tredje begrep som brukes. Denne verdien viser en antatt omsetningsverdi for pantet på takseringstidspunktet. Her vurderes etterspørsel opp mot tilbud i det markedet som eksisterer. Markedsverdien er normalt lik forretningsverdien.
4) Låneverdi fastsettes for å ta høyde for eventuelle svingninger i årene etter takseringstidspunktet og ligger normalt noe under markedsverdien.

12.8.2 Prosjekts økonomiske betjeningsevne

I en lånesøknad er det viktig å presentere prosjektet godt. Långiver vil vurdere seriøsiteten av prosjektet og han vil granske spesielt den forretningsmessige siden av prosjektet hvor den økonomiske betjeningsevnen vil være en avgjørende faktor.

På inntektssiden vil långiver granske alle faktorene som bidrar til inntjening og regne igjennom forretningsideen for å se hvilke økonomiske marginer som ligger til grunn for forretningsideen. Det primære kriteriet er om prosjektet makter å betjene lånet med renter og avdrag og de løpende utgifter til drift, vedlikehold samt betaling av skatter og avgifter.

For å verifisere prosjektets økonomiske betjeningsevne blir kostnadskalkylene vurdert for å se om forretningsideen virker rimelig. Det blir vurdert om alle faktorene er med, om det er riktige kvanta og om det er riktige prisvurderinger.

For alle vannkraftprosjekter kan tilsiget (vannmengden) variere fra år til år. Enkelte utbyggere har fått tilpasset sin avbetalingsavtale som en "tilsigsregulert" avtale hvor de betaler inn mye i år med stort tilsig og mindre i årene med lavere tilsig.

12.8.3 Forsikring

Det å tegne en forsikring kan være et viktig bidrag til å redusere prosjektets totale risiko. Riktignok vil dette koste noen kroner, men denne forsikringspremien bør ligge mellom 0,1 til 0,5 % av hele

investeringen. Et slikt beløp må prosjektet kunne tåle ellers vil det trolig være for marginalt til at det bør realiseres.

Forsikringsordninger er viktige med hensyn på å redusere eiernes totale ansvar og risiko ved å begrense den totale økonomiske risiko prosjektet eksponerer eierne for.

Følgende forsikringer vil være aktuelle:

- **Ansvarsforsikring** til å dekke opp for følgeskader dersom installasjonen skulle bli ødelagt og forårsake skade på andre eller annen manns eiendom

- **Skadeforsikring** for å dekke skade på egen installasjon

- **Avbruddforsikring** for å dekke det inntektstapet en vil lide dersom anlegget skulle bli satt ut av produksjon over en bestemt periode. Varigheten av en avbruddforsikring må vurderes i forhold til den lengste gjenanskaffelsestiden og idriftsettelsestiden for kritiske komponenter.

- I byggeperioden bør en vurdere en **bygge- og anleggsforsikring** for å dekke opp for eventuelle ulykker i anleggsperioden. Dersom det engasjeres en entreprenør, bør en undersøke hvilke forsikringer denne har slik at en unngår dobbeltforsikring.

12.8.4 Dokumentasjon

Når en sender en søknad om finansiering, må en legge ved en del dokumentasjon. Nedenfor er det opplistet dokumenter som långiver kan spørre om.

- Prosjektbeskrivelse av anlegget med kart, tegninger og eiendomsfortegnelse (skjøte). Beskrivelsen bør være utført av kvalifiserte fagfolk
- Kostnadsoverslag med finansieringsplan
- Budsjett med dokumentasjon på at anlegget gir forutsatt kWh
- Det er viktig at nødvendig konsesjoner og tillatelser er gitt
- Eventuell byggetillatelse fra kommunen må dokumenteres
- En eventuelt godkjent fradeling og/eller godkjente leiekontrakter skal også dokumenteres. Dette inkluderer eventuell leie av fallrettigheter.
- Alle avtaler som gir rett til framføring av rørgater, kabler o.l. over annen manns eiendom må dokumenteres. Dette gjelder også adkomstmuligheter til anlegget via en veirett
- En oversikt over låntaker(e). Dersom det er et selskap som er låntaker skal firmaattest, vedtekter og vedtak for låneopptaket vedlegges
- Forsikringer

13 PROSJEKTORGANISERING

13.1 Generelt

Relativt tidlig i prosjektet bør en klarlegge prosjektorganiseringen. Prosjektleder og eventuelt også en styringsgruppe bør utpekes.

13.2 Prosjektleder

Prosjektlederen er en viktig person ved gjennomføringen av et prosjekt. Vedkommende skal være utbyggers person fullt og helt.

Større utbyggere tar gjerne prosjektlederen fra egne rekker og er da trygg på nødvendig lojalitet. Vedkommende rapporterer direkte til sin overordnede eller styre.

Har ikke utbygger egen prosjektleder i rekkene, må prosjektleder engasjeres eksternt. Vedkommende kan være rådgivende ingeniør tilknyttet et firma eller være en frittstående fagperson. Uansett må prosjektlederen ha oversikt over det som skal gjøres. Vedkommende kan komme fra innleid prosjekteringsfirma, men lojalitetskonflikt kan lettere oppstå her enn ved full uavhengighet. Fordelen er imidlertid at prosjektleder også kan være prosjekteringsleder eller ha andre roller også. Dermed kan en del spares.

13.3 Byggeleder

Stedlig byggeleder for å følge opp arbeidet er nødvendig til tross for mye bra informasjonsteknologi. Vedkommende person/firma bør av praktiske og økonomiske grunner være lokalisert nær anlegget.

Personen kan være en grunneier (evt. i samarbeid med prosjekterende eller prosjektleder), innleid fagperson eller firma.

13.4 Styringsgruppe

De fleste utbyggingsprosjekter har et styre, en styringsgruppe eller en referansegruppe å forholde seg til. I slike grupper bør det være kompetanse både på teknisk, økonomisk og juridisk side. Hvis ikke dette er oppfylt, bør nødvendige kompetansepersoner konsulteres.

14 UTBYGGINGSMODELLER OG ENGASJEMENTSFORMER

14.1 Generelt

Prosjektleders valg av utbyggingsmodell er viktig for å oppnå et godt resultat, teknisk som økonomisk.

- Hvem skal planlegge kraftverket?
- Hvem skal bygge kraftverket?
- Skal en forespørre flere eller skal en forhandle bare med en?
- Hva slags kontrakt; en samlet eller flere enkeltkontrakter?
- Kan en leverandør planlegge og levere alt med totalansvar?
- Hva slags og hvilke aktører finnes i markedet?

Her er mange spørsmål.

Et utgangspunkt kan være: Hvilke tilbud finnes i markedet på mitt utstyr?

På utstyrsiden er tilbudet delt i to grupperinger: de som leverer over ca. 300–400 kW og de under, som leverer mikro- og mindre miniaggregat. Alle kan levere full pakke for elektromekanisk del og tar systemansvar for det, men ingen av leverandørene leverer vannvei og bygg og tar ansvar for totalsystemet med inntak og vannvei, med riktig valg av turbin i forhold til varighetskurve eller riktig størrelse på turbinen i forhold til vannmengden. Med andre ord, ingen av utstyrsleverandørene tar i utgangspunktet teknisk totalansvar og optimaliserer størrelsen på utstyret ut fra dine kriterier. Ingen av dem er uavhengig av eget utstyr.

I markedet finnes det uavhengige rådgivende ingeniører (konsulenter), 3–5 større firmaer og noen enmannsfirmaer, som alle er uavhengig av utstyrsleverandørene. De kan planlegge ut fra utbyggers ønsker og kriterier og kan ta totalt systemansvar for kraftverket.

Enkelte større entreprenører har deltatt i dette markedet med totalentrepriser, men da for prosjekter helst over 2–3 MW, og interessen er ofte liten for prosjekter uten tunnel. De har sjelden planleggingskompetanse innen vannkraft og må kjøpe den av rådgivende ingeniør.

Utbyggere med totalleveranse og framtidig driftsansvar har vært i markedet siden 2002.

Slik markedet ser ut i dag kan en tenke seg følgende utbyggingsmodeller:

14.2 Modell A Klassisk modell

En trinnvis beskrivelse:

1. Utarbeidelse av et skisseprosjekt fra en potensiell utbygger basert på denne veileder og annen informasjon
2. Verifisering av planene og eventuell omarbeiding av en rådgivende ingeniør/konsulent
3. Konsesjonsavklaring med NVE og kommunen
4. Bistand fra en rådgivende ingeniør/konsulent til å lage enkle forespørselsdokumenter på leveranse av komplett elektromekanisk pakke som krever at leverandøren tar systemansvar for elektromekanisk utstyr og ansvar for kvalitet og levering til rett tid med en fast pris

5. Utarbeidelse og utsendelse av forespørselsdokument for prising av dam, inntak, vannvei (rør, kanal, tunnel) og stasjonsbygning. Konsulent tar ansvar for planene og totalt systemansvar for kraftverket
6. Fast pris uten regulering bør etterstrebes, men det er også vanlig med regulering etter masser og prisstigning
7. Arbeider som utbygger selv kan utføre holdes utenom
8. Tilbud fra leverandører og entreprenører
9. Evaluering og valg av leverandør og entreprenør sammen med konsulenten
10. Kontrakter utarbeides ved akseptable tilbud og signeres
11. Detaljplaner utarbeides og bygging starter når alle detaljplaner er godkjent av NVE og kommunen
12. Leverandører av elektromekanisk utstyr utfører alle beregninger og tegninger
13. Kvalitetssikring av arbeidene.
    Alle de utførende må ha et kvalitetssikringssystem som fungerer. Det betyr i praksis at alle arbeider, beregninger, tegninger, utførelse i verksted og på anlegget skal ha egenkontroll og sidemannskontroll. Enmannsfirmaer som kan være konsulent for entreprenør eller utbygger må samarbeide med et annet firma mrd kontrollarbeidet
14. Utbygger bør følge opp dette arbeidet ved å få seg forelagt signerte kontrollplaner og følge opp på anlegget ved egenkontroll
15. Ved ferdigstillelse etter at utstyret har hatt en godkjent prøveperiode overtar utbygger kraftverket
16. Garantiperioden er normalt to år for alle kontraktene

En slik modell gjør at utbygger kan bygge et kraftverk basert på de laveste tilbudene og det ønskete utstyret. Entreprenøren får (ved reguleringer) betalt for reelt arbeid. Dersom prisen ikke er fast, kan utbygger få en liten økning av kostnadene i løpet av byggeperioden. Fast pris er imidlertid ikke ”gratis” da risiko koster.

14.3 Modell B Totalentreprisekontrakt etter konkurranse

1. Følger Modell A til og med pkt. 8 og får inn tilbud fra flere totalentreprenører
2. Kontrakten kan ledes av byggentreprenøren eller leverandøren av elektromekanisk utstyr, alt avhengig av hvem som har den største delen av kontrakten
3. Utbygger kontrollerer utførelsen med eventuell hjelp av sin rådgivende ingeniør

Fordelen med modellen er fast pris, selv om den normalt er høyere enn i Modell A. Ulempen er mindre fleksibilitet i valg av løsning og utstyr. Utbygger har også mindre muligheter til endringer underveis.

14.4 Modell C Totalentreprisekontrakt etter forhandling

1. Følger Modell A til og med pkt. 3 eller 7 og går i forhandling med en totalentreprenør/leverandør.

   Hvis en er sikker på at prisen etter kun forhandling er akseptabel, kan dette være et alternativ, men anbefales normalt ikke.
2. Når en slik modell benyttes, utfører ofte entreprenøren all planlegging og utarbeidelse av kontrakt. Avhengig av størrelsen på kraftverket bør det kreves at totalentreprenøren benytter seg av godkjent rådgivende ingeniør. Utbygger trenger da hjelp av en egen rådgivende ingeniør for kontroll av planer og kontraktbetingelser.

3. Utbygger kontrollerer utførelsen med eventuell hjelp av sin rådgivende ingeniør.

Fordelen og ulempen er som for modell B, men utbygger kan påvirke løsningsvalget mer.

14.5 Modell D Konsulentstyrt totalentreprise

1. Følger Modell A til og med pkt. 3
2. Rådgivende ingeniør gir fastpris tilbud på følgende arbeider:
    - Totalt systemansvar
    - Utarbeidelse av forespørsel på alle leveransene
    - Evaluerer tilbud
    - Utarbeider kontrakter
    - Kontrakter tegnes mellom entreprenører/leverandører og utbygger
    - Styring, koordinering og kontroll av kontrakter med leverandører og entreprenører
    - Planlegging, detaljering og utarbeidelse av arbeidstegninger for byggearbeider
    - Oppfølging av utstyrproduksjon i verksted
    - Byggeplasskontroll
    - Idriftsettelse og overtakelse
    - Ansvar for at planer blir godkjent av NVE og kommunale myndigheter

Modellen er i praksis som for Modell A, men tar ansvaret for gjennomføringen, men ikke nødvendigvis sluttsummen.

14.6 Modell E Utbygger og totalleverandør med driftsansvar

Utbygger med total leveranse og framtidig driftsansvar. I samarbeid med grunneier planlegges, finansieres, bygges og drives små kraftverk. Langsiktige samarbeidskontrakter mellom grunneier og utbygger settes opp. Etter en viss tid vil grunneier overta hele eierskapet til kraftverket.

Fordelen for grunneier er at all planlegging og bygging gjøres og betales av utbygger. Risikoen for tap eller konkurs er null. Utbygger har gjerne rammeavtaler med utvalgte leverandører og har dermed lavere pris og løsningene er gjennomprøvde.

15 KONTRAKT MED ENTREPRENØRER OG LEVERANDØRER

15.1 Generelt

Før utarbeidelse av kontrakter må utbygger bestemme valg av utbyggingsmodell, se kapittel 13 Utbyggingsmodeller og engasjementsformer

Uavhengig av modellvalg må det lages kontrakter for hvert hovedfag, byggearbeider og elektromekanisk utstyr, i separate kontrakter eller satt sammen til en felles kontrakt.

15.2 Byggkontrakter

Kontrakten bør innholde:

1. Kontraktdokument
    - Kontraktssum
    - Spesielle kontraktsbetingelser
    - Ferdigstillelse, frister
    - Oppgjør
    - Sikkerhetsstillelse av partene
    - Forsikring av arbeidet og ansvar

2. Alminnelige kontraktsbestemmelser om utførelse av bygg- og anleggsarbeider Norsk Standard 3430 med eventuelle tilleggsbestemmelser blir ofte brukt til dette formål.

3. Spesielle kontraktsbestemmelser

4. Beskrivelse av prosjektet med:
    - Beliggenhet og adkomstforhold
    - Forhold på byggeplassen
        - Klimatiske forhold
        - Fjellforhold
        - Vannstand og vannføringsforhold
        - Kart
        - Framdriftsplaner og leveringsfrister
    - Beskrivelse av prosjektet med kvalitets og funksjonskrav
        - Adkomstveier
        - Riggområder
        - Anleggsdeler

5. Administrative bestemmelser
    - Prosjektets organisering
        - Byggherren
        - Eventuell rådgiver
        - Entrepriseform
        - Entreprenørens organisasjon
    - Rutiner og organisering
        - Kvalitetssikring, HMS og internkontroll
        - Vern og sikkerhet
        - Miljø og forurensning

Rapportering
Møter
Planlegging
Sluttdokumentasjon

6. Tekniske bestemmelser

   Norsk Standard 3420 med tilleggstekster benyttes til å beskrive kvalitetskrav til utførelsen og til å definere mengdetekster og regler for oppmåling av mengder.

   Arbeidstegninger kan utføres av utbyggers rådgiver/konsulent eller av entreprenøren med sin konsulent.

7. Mengdelister med enhetspriser

   Hvis utbygger med sin rådgiver utarbeider planene i forespørselen, kan mengder oppgis, men bare til veiledende orientering. Entreprenøren må selv kontrollere mengdene og ta ansvar for at det er riktig.

   Tilbudet bør gis med utfylte enhetspriser, men kontrakter for små kraftverk bør hvis mulig (risiko koster) baseres på fast pris slik at entreprenøren er ansvarlig for totalkostnaden uavhengig av utførte mengder og uten regulering av enhetsprisene i byggeperioden.

   For totalentrepriser der entreprenøren har ansvaret for planleggingen og detaljeringen bør utbygger be om mengdelister i tilbudet som en støtte i evalueringen av tilbudet, uten at dette fratar entreprenøren ansvaret for mengdene.

8. Tegninger

   Anbudstegninger i målestokk 1:5000, 1:200, 1:100 som viser de godkjente planer utarbeidet av utbygger eventuelt med sin konsulent eller for totalentrepriser utarbeidet av entreprenøren. Tegningene må være så detaljerte at de viser hva som skal bygges. Brukt sammen med beskrivelsen skal det under arbeidets gang ikke være tvil om hva som er inkludert i kontrakten.

   Kontrakten må ha bestemmelser som sier hvem som skal utarbeide detaljerte arbeidstegninger i målestokk 1:50 og hvilke faglige krav som stilles til de som utarbeider tegningene.

9. Eventuell annen informasjon

   Geologiske og geotekniske forhold, rasfare, profiler, kart.

15.3 Leveranser av elektromekanisk utstyr

Kontrakten bør innholde:

1. Avtaledokument
   - Spesifisering av leveringsomfang
   - Kontraktssum
   - Spesielle kontraktsbetingelser
   - Leveringsfrister, idriftsettelse, overtakelse
   - Betalingsterminer, sluttoppgjør
   - Sikkerhetsstillelse av partene
   - Nødvendige forsikringer av leveransen fram til overtakelse
   - Garantitid (2 år er vanlig i vannkraftbransjen)

2. For elektromekanisk utstyr for større anlegg benyttes som oftest Avtaledokument basert på "Alminnelige kontraktbetingelser for levering og montering av elektrisk og maskinelt utstyr" (AKB/1988) med tilleggsbestemmelser.

3. Kravspesifikasjon
    - Leveringsomfang
    - Designkriterier
        - Vannstander
        - Vannføringsforhold
        - Fallhøyde
        - Turbinens slukeevne (må være i overensstemmelse med konsesjonen)
        - Driftsforhold
    - Funksjonskrav
    - Kvalitetskrav
    - Fundamentering
    - Reservedeler
    - Tekniske garantier
        - Turbin- og generatorytelse
        - Virkningsgrader
        - Kavitasjonsgaranti
        - Trykkstigning
        - Rusing
    - Dokumentasjon
        - Tegninger
        - Beregninger
        - Materialsertifikater
    - Drifts- og vedlikeholdsinstruks
      Instruksen bør fortrinnsvis være på norsk, og skal inneholde prosedyrer for betjening av utstyret og anbefalte vedlikeholdspunkter med forslag til intervall.

      Tilstrekkelig tegningsunderlag for å kunne utføre anbefalt vedlikehold skal inngå i instruksen. Videre skal datablader og øvrig teknisk underlag for levert utstyr og reservedeler inklusive eventuelle sertifikater inngå.

15.4 Tekniske rådgivere

Engasjement av rådgivende ingeniør kan gjøres direkte ut fra erfaring med vedkommende eller basert på tilbud fra en eller flere personer/firma.

Før valg er det viktig at referanser innhentes, timepriser vurderes, angrepsmåte, arbeidsomfang og ansvar avklares og eventuell ramme eller fastpris klarlegges.

15.5 Andre rådgivere

Andre rådgivere kan være aktuelle til begrensete oppgaver der spesialkompetanse kreves. Avhengig av erfaringer med vedkommende betales etter medgått tid eller etter fast pris/ramme.

16 TILKNYTNING TIL NETTET

16.1 Generelt

Alle som planlegger ny eller økt kraftproduksjon, må avklare med nettselskap om kapasitetsforhold i eksisterende nett før de søker konsesjon. For alle netteiere med konsesjon for nettanlegg gjelder en generell tilknyttingsplikt i følge § 3-4 i energiloven. Plikten gjelder tilknytting til eksisterende nett og omfatter ikke selve tilknyttingsledningen mot kraftverket. Nettselskapet plikter også å sørge for markedsadgang til ikke-diskriminerende og objektive tariffer og vilkår.

Konsesjonær skal vederlagsfritt kunne gi svar på forespørsler om det vil være driftmessig forsvarlig å tilknytte ny produksjon. De skal også kunne gi en vurdering av hensiktsmessig tilknytningspunkt til eksisterende nett. For mer informasjon om tilknytting av kraftverk se NVEs nettsider

http://www.nve.no/no/Kraftmarked/Nettleie/Innmating-av-kraft/

16.2 Konsesjon

NVE behandler søknader og meldinger om bygging og drift av produksjonsanlegg. Konsesjonsbehandlingen omfatter bl.a. høringer, offentlige møter og møter med lokale og regionale myndigheter. Gjennom behandlingsprosessen skal NVE sikre at saken er tilstrekkelig opplyst og fatte en konsesjonsavgjørelse. Nettselskapene har et særlig ansvar for å sikre at nettkapasitet og tekniske krav som har betydning for prosjektets økonomi kommer fram i konsesjonsprosessen.

Alle som skal bygge og drive elektriske anlegg med spenning over 1 kV, må først være tildelt en anleggskonsesjon. Videre må alle som skal drive med kraftomsetning, kraftproduksjon eller nettvirksomhet, først være tildelt en omsetningskonsesjon. Det vises for øvrig til energiloven og energilovforskriften.

16.3 Tilknytningslinje

Forbindelsen mellom produksjonssted og eksisterende nett er utbyggers ansvar, og utbygger er i utgangspunket selv ansvarlig for vurdering av løsninger og beregning av kostnader. Uavhengig av valgt alternativ må utbygger dekke alle kostnader forbundet med planlegging, utbygging og drift av tilknytningslinjen. Kostnader ved planlegging og prosjektering tilfaller tiltakshaver uavhengig av om prosjektet blir realisert eller ikke. Det finnes tre alternativer for å bygge, drifte og eie tilknytningslinjen.

1. Utbygger eier, bygger og drifter linjen

2. Områdekonsesjonær eier, bygger og drifter linjen

3. Områdekonsesjonær bygger og drifter linjen, utbygger eier linjen

Første alternativ er særlig aktuelt dersom tilførselslinjen er planlagt som lavspent linje. Dersom linjen er definert som høyspentanlegg, dvs. over 1000 V vekselstrøm/1500 V likestrøm, er anlegget konsesjonspliktig etter energiloven. For å få slik konsesjon må utbygger ha personell med høyspentkompetanse. De minste kraftverkene (mikrokraftverk) har normalt ikke høyspenning. Høyspentkomponenter blir for slike anlegg brukt ved tilknytningen til eksisterende linjenett, i forbindelse med transformering av kraft for innmating på eksisterende høyspenningsnett. Dersom utbygger velger en lavspent tilknytningslinje, kan utbygger stå som eier, operatør og utbygger av linjen uten anleggskonsesjon. Utbygger må likevel sørge for å orientere og innhente nødvendige tillatelser fra kommunen, Fylkesmannen, grunneiere og ansvarlig for regional kraftsystemplanlegging i området.

Utbygger må også få bekreftelse på at det er ledig kapasitet i eksisterende nett. Bygging av kraftanlegg må ikke igangsettes før avtale om nettilknytning eller konsesjon for dette foreligger.

Hvis det skal etableres høyspentanlegg og områdekonsesjonær ikke vil stå for bygging og drift, må produsenten søke NVE om anleggs- og omsettingskonsesjon for nettanlegget og tilhørende transformering.

Alternativ 2 innebærer at installasjonene bygges og driftes under det lokale nettselskapets områdekonsesjon nettselskapet eier også nettanlegget. Så lenge stasjon og nett ikke overstiger 22 kV, kan linjen bygges og driftes under områdekonsesjonen og det kreves ingen egen anleggskonsesjon. Det er imidlertid opp til områdekonsesjonær om de ønsker en slik løsning. De har ingen plikt til å tilby en slik løsning, men i mange tilfeller vil det være mest hensiktsmessig.

Alternativ 3 tilsvarer alternativ to, med unntak av at utbygger står som eier av nettanlegget. Eierskapet til nettanlegget innbærer i liten grad forskjeller i plikter og rettigheter. Netteier må betale for driftsansvar som områdekonsesjonær har påtatt seg.

16.4 Produksjonsrelatert nett

Klassifisering av et anlegg som produksjonsrelatert nettanlegg eller ordinært nettanlegg skal etter kontrollforskriften § 17-1 gjøres på bakgrunn av en helhetsvurdering av anleggets hovedfunksjon. I tråd med etablert praksis skal ikke historisk utvikling eller eierforhold i nettet legges til grunn for klassifisering. Det er anleggets hovedfunksjon i dag som er avgjørende.

Anleggene som omfattes av bestemmelsen, vil normalt være enkeltkomponenter, eventuelt omfatte anlegg av radiell karakter. Masket nett på et gitt spenningsnivå, selv om det er mye tilknyttet produksjon, vil normalt ikke være å anse som produksjonsrelaterte nettanlegg.

Alle kostnader i produksjonsrelaterte nettanlegg skal som hovedregel dekkes av kraftprodusenten. Dette innebærer at kostnader ved planlegging, oppføring og drift av anlegget belastes produsenten. Produsenter tilknyttet et produksjonsrelatert nettanlegg skal i tillegg til energiledd og innmatingstariff betale en tariff som dekker kostnadene for anlegget. Dette kan f.eks. utgjøre en årlig leiesats som tilsvarer kostnadene med anlegget. Dersom det er kraftuttak fra et produksjonsrelatert nett, kan uttaket betale en rimelig andel av kostnadene i anlegget, men aldri mer enn gjeldende tariffer i tilgrensende områder.

16.5 Tariffer for innmating av kraft

Kraftprodusentene må betale for å mate inn kraft i elnettet. Dette kalles innmatingstariff. Alle nettselskap skal benytte punkttariffer som betaling for å overføre elektrisk kraft. Punkttariffer innebærer at en produsent kun betaler overføringstariff til sitt lokale nettselskap uavhengig av hvem han selger kraften til.

Innmatingstariffen er satt sammen av flere ledd: Energileddet som varierer med produsentens innmating, og andre tariffledd som er et fast beløp basert på midlere årsproduksjon.

16.5.1 Fastledd

Fastleddet er uavhengig av produsentens innmating av kraft. Sentralnettets fastledd er retningsgivende for fastleddet ved innmating av kraft i regional- og distribusjonsnettet. For 2010 er innmatingstariffen 0,8 øre/kWh basert på siste 10 års midlere årsproduksjon. Midlere årsproduksjon beregnes som glidende snitt for siste 10 år. For nye anlegg fastsettes midlere årsproduksjon ut i fra forventet produksjonsvolum. For kraftverk med installert ytelse mindre enn 1 MW skal avregnet mengde maksimalt være 30 % av installert effekt multiplisert med 5000 timer.

Statnett har innført en særskilt innfasingstariff på 0,1 øre/kWh for ny produksjon med nettmessig gunstig plassering. Produsenter i utvalgte nettregioner får tilbud om en slik innfasingstariff gjennom avtale med Statnett.

16.5.2 Energiledd

Energileddet er avhengig av produsentens innmating av kraft. Ved overføring av kraft utvikles varme i ledninger og transformatorer slik at noe kraft går tapt.

Energileddet skal reflektere kostnadene ved endret tap av kraft når en ekstra kWh overføres (marginalt tap). Tapet øker ved økt utnytting av nettet og kan bli stort når en nærmer seg kapasitetsgrensene i nettet. Energileddet skal være referert til tilknytningspunktet.

Energileddet regnes ut individuelt for hvert enkelt innmatingspunkt og fastsettes på grunnlag av marginale tapskostnader i et samlet nettsystem. Marginale tapskostnader avhenger av tapsprosenten i de enkelte punktene og verdien av nettapet som igjen påvirkes av markedsprisen på kraft.

En produsent kan være gunstig plassert i nettet slik at økt produksjon reduserer nettapet. Da er tapsprosenten og derfor også energileddet negativt, og produsenten får betalt for å mate inn kraft. I områder med produksjonsoverskudd vil det normalt være positiv tapsprosent for innmating av kraft. I punkt som både har uttak og innmating, skal tapsprosentene være symmetriske om null.

Ettersom marginale tap endrer seg, skal energileddet differensieres etter minimum vinterdag, vinternatt/-helg og sommer. Marginaltapssatsene for utvekslingspunkt med sentralnettet regnes ut hver uke. Nettselskapene står fritt til å velge en høyere oppløsning enn minimumskravet i forskriften.

16.5.3 Informasjonskrav

Tariffer og vilkår skal være samlet i egen brosjyre eller annen skriftlig informasjon som er tilgjengelig for nettkundene. Med tariffer menes alle priser og annen økonomisk godtgjørelse som nettselskapene fastsetter for tilknytting til og bruk av elektriske nettanlegg.

Energileddet er satt sammen av marginal tapsprosent og kraftprisen. Den kan derfor ikke oppgis på forhånd. Meningen med energileddet er ikke at det skal være kjent på forhånd, men at produsentene skal tilpasse seg ut i fra den kjente marginaltapssatsen i det enkelte tilknytningspunktet og markedsprisen for kraft. Nettselskapene plikter derfor å gjøre marginaltapssatsen i de enkelte tilknyttingspunktene tilgjengelig.

Nettselskapene skal i rimelig tid før endringer av tariffnivå eller -struktur trer i kraft informere den enkelte nettkunde om tariffendringene. Informasjonen skal inneholde en begrunnelse for tariffendringene.

16.6 Anleggsbidrag

Nettselskapene kan etter § 17-5 i forskrift av 11.mars 1999 nr. 302 om teknisk og økonomisk rapportering, inntektsramme for nettvirksomheten og tariffer (kontrollforskriften) fastsette et anleggsbidrag for å dekke anleggskostnader ved nye nettilknytninger eller ved forsterkning av nettet til eksisterende produsenter.

Anleggsbidrag ved forsterkninger av nettet til eksisterende kunder kan beregnes når kunden etterspør økt kapasitet eller kvalitet som utløser behov for investeringer i nettanlegg. Ved forsterkninger i nettanlegg kan ikke reinvesteringskostnader finansieres gjennom innkreving av anleggsbidrag. For mer informasjon om anleggsbidrag ved forsterkninger se NVEs nettsider

http://www.nve.no/no/Kraftmarked/Nettleie/Anleggsbidrag/Anleggsbidrag-ved-forsterkninger/

16.7 Fastsettelse av anleggsbidrag

Anleggsbidraget skal fastsettes uavhengig av produsentens forventede energiproduksjon og kan maksimalt settes til anleggskostnad for anlegget minus tilknytningsgebyr. Anleggskostnad settes lik nødvendige kostnader ved tilknytningen eller forsterkningen, inklusive timeverk for personell, maskiner og utstyr. For å sikre at anleggsbidraget ikke overstiger nødvendige kostnader minus tilknytningsgebyr, er det derfor som en hovedregel de faktiske anleggskostnadene som skal ligge til grunn for beregningen av anleggsbidrag. Dette gjelder spesielt ved vesentlige innkjøp som er direkte til den enkelte utbygging eller tilknytning, og ved bruk av kostbare komponenter som for eksempel nettstasjoner. Etter NVEs vurdering kan bruk av kalkylepriser i enkelte tilfeller være en effektiv og hensiktsmessig metode for å gi brukerne signaler om kostnadene ved nettilknytninger. Det gjelder blant annet prissetting av lagervarer, kostnader ved prosjektering og reisekostnader. For å ikke bryte med kravet om at anleggsbidraget maksimalt skal settes lik nødvendige kostnader, må kalkyleprisene baseres på faktiske kostnader.

16.8 Bunnfradrag

NVE har ikke funnet det hensiktsmessig å pålegge nettselskapene å innkreve anleggsbidrag. Forskriftsbestemmelsen kan derfor anses som et øvre tak ved fastsetting av anleggsbidragets størrelse, og innebærer at de nettselskapene som ønsker det kan dekke en andel av investeringene gjennom for eksempel bunnfradrag. Bruk av bunnfradrag må eventuelt gjøres uavhengig av kundens energiuttak, jf. kontrollforskriftens § 17-5 femte ledd, og må fastsettes etter ikke-diskriminerende og objektive vilkår, jf. kontrollforskriftens § 13-1. NVE kan ikke se at det eksisterer relevante nettforhold som gjør en differensiering av bunnfradraget mulig etter dagens regelverk.

16.9 Fordeling av kostnader i radielle fellesnett

Dersom anlegget er et radielt fellesanlegg (nettanlegg av radiell karakter som benyttes av flere) kan kundene etter § 17-5 dekke en forholdsmessig andel av kostnadene. Med forholdsmessig andel menes at produsenten ikke skal belastes kostnader som skyldes at kapasiteten i overføringsanleggene overgår produsentens effektbehov. Det gjelder også kostnader som skyldes at standardkomponentene overstiger produsentens behov. Nettselskapene er etter kontrollforskriftens § 13-1 bokstav c) pliktig til å tilby alle som etterspør nettjenester ikke-diskriminerende punkttariffer og vilkår. Etter kontrollforskriftens § 13-1 bokstav e) kan tariffene differensieres etter objektive og kontrollerbare kritterier basert på relevante nettforhold. NVE er av den oppfatning at en differensiering av anleggsbidraget etter effektbehov (installert effekt) er et kontrollerbart og relevant kriterie som tilfredsstiller kravet om ikke-diskriminerende vilkår.

Av § 17-5 sjuende ledd fremgår det at anleggsbidrag kan fordeles mellom kunder som blir tilknyttet på tidspunkt for ferdigstillelse og kunder som blir tilknyttet på et senere tidspunkt, men senest ti år etter ferdigstillelse.

16.10 Fordeling av kostnader i maskete nettanlegg

Ved investeringer i maskete nett kan anleggsbidrag kun fastsettes i ekstraordinære tilfeller. Bakgrunnen er blant annet at investeringer i denne typen nettanlegg også kan gi økt nytte til andre brukere av nettet. Nytten kan være i form av økt kapasitet og leveringssikkerhet. Innkreving av anleggsbidrag kan da gi en urimelig fordeling av kostnadene.

16.11 Anleggsbidrag og reinvesteringer

Reinvesteringer eller fornyelser kan ikke finansieres gjennom innkreving av anleggsbidrag. Dette følger indirekte av § 17-5 i kontrollforskriften, og er også lagt til grunn i NVEs forvaltningspraksis. Når nettselskapet krever anleggsbidrag må det derfor vurderes hvorvidt endringen også utgjør en reinvestering eller fornyelse av eksisterende anlegg. Selv om reinvesteringskostnader ikke kan ligge til grunn for beregningsgrunnlaget for anleggsbidrag, kan anleggsbidraget justeres for merkostnadene ved en fremskyndet reinvestering. For mer informasjon om beregning av anleggsbidrag se våre nettsider

http://www.nve.no/no/Kraftmarked/Nettleie/Anleggsbidrag/

16.12 Informasjonsplikt

Nettselskapene skal på forhånd informere kunden om innkreving av, og beregningsgrunnlaget for, anleggsbidraget. Det skal gå frem hva som ligger til grunn for beregnet anleggsbidrag og hvilke forutsetninger som er tatt. Nettselskapet har rett til å etterberegne anleggsbidraget for å sikre at anleggsbidraget er basert på faktiske kostnader. Størrelsen på anleggsbidraget kan derfor avvike noe fra beregningene kunden har fått på forhånd.

17 KRAFTSALGSAVTALE

17.1 Generelt

Alle kraftverk har behov for en organisert omsetning av den kraften som blir produsert. Dette gjelder spesielt for kraftverk som er knyttet til distribusjonsnettet, men kan også gjelde dersom det er andre kjøpere inne i bildet også for isolerte distribusjonsnett. Kraftprisen varierer både fra år til år og innenfor et enkelt år.

17.2 Alternative omsetningsavtaler

Dersom en ser på den totale risikoen ved et kraftprosjekt, vil en se at kraftens omsetningsform vil representere store utslag avhengig av hvilken kraftpris en legger til grunn. Det finnes flere former for omsetningsavtaler, men som et hovedprinsipp gjelder følgende:

A) Salg på spotmarkedet

B) Bilateral avtale - engrosomsetning

C) Omsetning til sluttbruker

D) Eget forbruk

Når en vurderer disse omsetningsformene må en for alternativ A) ta hensyn til de prissvingningene som spotmarkedet innebærer. Kraftprisen har i løpet av de siste årene svingt fra en nedre grense på under 10 øre/kWh og opp mot 1 NOK/kWh. Hva framtidig kraftpris vil bli er avhengig av en rekke forhold og må vurderes av den enkelte utbygger. Ved salg til spotmarkedet må en legge inn bud på en bestemt mengde energi per tidsintervall som spotmarkedsoperatøren NordPool da kan akseptere.

Alternativ B) innebærer at kraftprodusenten inngår en avtale med en kjøper om salg av kraft til en avtalt pris. I dette tilfelle kan kjøper eventuelt kreve både en minimums- og en maksimumslevering. Selger må i hvert enkelt tilfelle vurdere om dette er gunstig. Enkeltstående mikro-, mini- og småkraftverk selger ofte all kraft som genereres (i kWh), til en avtalt enhetspris. Utbyggere med flere kraftverk og god likviditet benytter som regel spotmarkedet da dette over tid gir klart høyest pris. Også her gjelder det at risiko koster.

For å redusere den totale økonomiske risiko for en utbygging kan det være fornuftig å sikre seg med en fast kraftsalgsavtale hvor prisen er bestemt. Dette innebærer at en kan "tape" dersom kraftprisen skulle forbli høyere enn den fastprisavtalen som en inngår, men til gjengjeld har man forutsigbarhet med garantert pris for kraften dersom kraftprisen skulle forbli lav.

Eiere av små kraftverk kan som alternativ C, selge energi direkte til andre forbrukere enten direkte eller igjennom kraftnettet. For å kunne forestå og administrere slike transaksjoner kreves det imidlertid at en innehar omsetningskonsesjon, se 16.3 under.

Alternativ D) er hvis forholdene ligger til rette for det, den gunstigste måten å nytte kraften på da en på denne måten unngår linjeleien fra nettselskapet. Dersom totalt kraftsalg er under NOK 30 000 og representerer minst 80% av kraftproduksjonen, blir selskapet ikke merverdiavgiftspliktig. Småkraftverkseiere kan også få tilgang direkte til kraftomsetningsbørsen NordPool, men dette er så vidt kostbart pga. garantistillelse at det ikke vil være lønnsomt.

17.3 Omsetningskonsesjon

Konsesjonsordningen for omsetning av elektrisk energi er hjemlet i energiloven av 29. juni 1990 nr. 50 og har som formål å være et virkemiddel til å ivareta kundens interesser. Alle enheter som forestår omsetning

av elektrisk energi eller som kan stå i en eller annen form for monopolsituasjon (overføringsnett), må ha omsetningskonsesjon.

I henhold til energilovforskriften av 7. desember 1990 nr. 959 § 4-2 a) er grendeverk som ikke har høyspenningsanlegg unntatt konsesjonsplikt. Disse er normalt små og med en så liten mottakergruppe at behovet for kontroll gjennom en omsetningskonsesjon ikke er tilstede. Mikro- og minikraftverk faller i mange tilfeller inn under dette unntaket, da kraften kun selges til kunder som er tilknyttet et begrenset privat lavspentnett. Mange velger også å selge overskuddskraften til det e-verket som kraftverket er tilknyttet. Mikro- og minikraftverk som ønsker å være i kraftmarkedet og selge kraft til kunder hvor som helst i landet, vil derimot likestilles med ordinære kraftleverandører. Dette har sammenheng med behovet for måling og avregning av kraft som blir levert til kundene.

Imidlertid kan enheter hvor den konsesjonspliktige virksomheten er av begrenset omfang, meddeles konsesjon på forenklede vilkår, jf. § 4-2, 3. ledd i energilovforskriften. Konsesjon på forenklede vilkår innebærer at bestemmelsene i energiloven § 4-4 a) ikke kommer til anvendelse.

18 OVERTAKELSE

18.1 Generelt

I forbindelse med idriftsettelse og overtakelse av et anlegg er det viktig at det verifiseres at anleggsdeler og utstyr fungerer som forutsatt, og at turbinaggregatet yter det som er garantert i kontrakt. En overtakelse forutsetter derfor at det foreligger en kontrakt med krav til kvalitet og ytelse og hvordan dette skal dokumenteres ved overtakelsen.

I forkant av idriftsettelsen anbefales at utbygger krever at leverandøren og den som har systemansvar for hele anlegget utarbeider et detaljert prøveprogram. Der skal det klart framgå hvilke målinger og registreringer som skal foretas for verifisering av de krav og garantier som er gitt i kontrakt.

Dersom det avdekkes mangler ved anleggsdeler og utstyr ved idriftsettelsen, er det viktig at dette blir protokollført i en overtakelsesprotokoll. I overtakelsesprotokollen skal alle mangler påføres, og det skal avtales tidspunkt for utbedring av manglene. Overtakelsesprotokollen skal være et omforent dokument som underskrives av kjøper, leverandør og systemansvarlig.

19 DRIFT OG VEDLIKEHOLD

19.1 Generelt

Et vannkraftverk representerer en stor investering. For å oppnå et funksjonsdyktig og driftssikkert anlegg er det derfor viktig at det stilles riktige krav til design og utførelse av de enkelte anleggsdeler, og at det velges utstyr av god kvalitet som er tilpasset det enkelte anlegg. Det er avgjørende for kraftverkets økonomi at anlegget fungerer som forutsatt slik at drifts- og vedlikeholdskostnader holdes på et minimum og levetiden for utstyr blir som forventet.

Med vedlikehold menes rutinemessig vedlikehold etter et oppsatt program. Når et anlegg skal settes i drift, bør det utarbeides tilsynsrutiner med regelmessig inspeksjon og funksjonsprøving av utstyr i dam, inntak, vannvei og kraftstasjon. Utstyr i kraftstasjonen vil normalt bli kontrollert og ettersett i forbindelse med den daglige drift. Det bør imidlertid være rutiner for regelmessig ettersyn. For dam, inntak og vannvei skal det være rutiner for kontroll og funksjonsprøving et par ganger i året, og hvor anleggsdeler og utstyr vies spesiell oppmerksomhet i flomperioder og kuldeperioder. Tappesystemet for pålagt vannslipping må pålegges spesielt tilsyn. Når det er pålagt krav minstevannføring, må det også kontrolleres jevnlig at kravet etterfølges.

For kraftverk som sliter med driftsproblemer, har dette ofte sin årsak i inntak som ikke fungerer som tilsiktet. Dersom inntaket har en plassering og utforming som gir ugunstige strømningsforhold kan dette medføre energitap og dermed økonomiske tap for kraftverket. Inntak med isproblemer og sarrdannelse som hindrer manøvrering av luker, tetter igjen varegrinder, etc., kan medføre lengre driftsstanser. Et annet problem kan være sedimenttilførsel som sliter på turbiner. For å oppnå et funksjonsdyktig inntak må det derfor stilles bestemte krav til design og utførelse.

Særlig for elvekraftverk vil det i perioder av året være mye tilførsel av kvist, løv etc. I disse periodene må det påregnes behov for en viss arbeidsinnsats med hyppig rensk av varegrinder for å hindre at de tettes igjen.

Dersom det installeres enkelt, robust og gjennomprøvd utstyr i kraftstasjonen, bør en i utgangspunktet ha et anlegg med lave driftskostnader. For en turbin er det viktig å forsikre seg om at denne er lagt ut med god sikkerhet mot utmatting og kavitasjon.

Generelt må det forventes at det leverte utstyret ikke skal kreve mer enn normalt vedlikehold for slikt utstyr de første 20 driftsårene. Det påregnes økende vedlikeholdsbehov etter hvert som alderen på utstyret øker.

Som del av kontrakten på utstyrleveransen er det viktig at det følger med en gjennomarbeidet drifts- og vedlikeholdsinstruks som inneholder tilstrekkelig beskrivelse og dokumentasjon for daglig drift og vedlikehold.

Etter et visst antall år må det for å opprettholde driftssikkerheten påregnes en mer omfattende rehabilitering av anleggsdeler eller en total utskiftning av deler hvis den økonomiske levetiden for delen er utgått.

Teknisk levetid for anleggsdeler vil være avhengig av kvaliteten på utstyret. For mikrokraftverk med aggregater av enkel "standard hyllevare" må det påregnes betydelig kortere levetid enn for større kraftverk med mer kvalitetsmessige og "skreddersydde" løsninger.

Med teknisk levetid menes den tid en anleggsdel (bygg, maskin- og elektroteknisk utstyr) rent teknisk kan fungere uavhengig om det er mer økonomisk å skifte ut delen med en mer effektiv del.

Med økonomisk levetid menes tidspunktet for når det er lønnsomt å skifte ut en anleggsdel fordi en ny del vil ha bedre vikningsgrad og/eller fungerer bedre.

20 HENVISNINGER TIL LOVER, FORSKRIFTER, FAGLITTERATUR, ETC.

20.1 Generelt

Det er utarbeidet mye litteratur på området i de senere årene. NVEs hjemmesider www.nve.no inneholder mye informasjon og linker til andre nettsteder. For øvrig henvises i hovedsak til internett. Noen øvrige henvisninger er listet opp nedenunder, men er langt fra komplett.

Faglitteratur er ikke spesielt henvist til her, men referanser vil finnes både på NVEs hjemmesider og hjemmesider som det er vist til i 20.3.

20.2 Lover og forskrifter, etc.

Henvisninger	web adresse
Vannressursloven m/veileder (2002:01)	www.nve.no
Plan- og bygningsloven	www.nve.no
Industrikonsesjonsloven	www.nve.no
Vassdragsreguleringsloven m/veileder	www.nve.no
Energiloven	www.nve.no
Andre lover	www.nve.no
Forskrift om sikkerhet og tilsyn med vassdragsanlegg	www.nve.no
Konsesjonsbehandling av vannkraftsaker	www.nve.no
Regler for inngrep i vassdrag	www.nve.no
Behandling av mini-/mikrokraftverk i NVE	www.nve.no
Forvaltning av vernede vassdrag	www.nve.no

20.3 Foreninger og instanser, etc.

Henvisninger	web adresse
Småkraftforeninga	www.smakraftforeninga.no www.kraftverk.no
Kraftjournalen - Energiportalen i Norden Diverse om vannkraft, organisasjoner, rådgivere, kraftsalg etc.	www.energiportalen.com
Microhydro web portal	www.microhydropower.net
Alternativ energi, enøkprodukter og tjenester	www.sparenergi.no
Energisenteret (energibransjens informasjonssenter)	www.eis.no
Energibransjens leverandørtorg	www.energi-nett.no
Kraft*Nytt*; uavhengig analyse og nyhetstjeneste	www.kraftnytt.no
”Gule sider” for små kraftverk. Innkjøpsguide for bygging av mikro-, mini- og småkraftverk	www.nmk.bygland.com

Denne serien utgis av Norges vassdrags- og energidirektorat (NVE)

Utgitt i Veilederserien i 2010

Nr. 1 Veileder i planlegging, bygging og drift av små kraftverk. Ny utgave (137 s)