

Rettleiar i planlegging, bygging og drift av små kraftverk

4
2011

V
E
I
L
E
D
E
R



4

Rettleiar i planlegging, bygging og drift av små kraftverk

Noregs vassdrags- og energidirektorat

2010

Rettleiar nr. 4/2011

Rettleiar i planlegging, bygging og drift av små kraftverk

Gitt ut av: Noregs vassdrags- og energidirektorat

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

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

I tillegg til dei som er namngitt ovanfor, har det vore gitt verdifulle bidrag frå fleire hald, både frå eksterne firma og internt i NVE.

Trykk: NVE sitt hustrykkeri

Opplag: 50

Forsideill.: Rune Stubrud, NVE

ISSN 1501-0678

Samandrag: NVE har sett eit behov for ein ny rettleiar i planlegging, bygging og drift av små vasskraftverk.

I 2003 fekk NVE laga ein rettleiar (Rettleiar nr.2/2003) der målsetjinga var å dekkje alle relevante tema. Rettleiaaren blei utarbeidd av Norconsult AS og NVE.

Denne rettleiaaren er ein revisjon av rettleiaaren frå 2003. Han er i all hovudsak skriven av SWECO, men nokre tema er forfatta av NVE. Nokre tema blir dekka meir utfyllande i eigne rapportar/rettleiarar (sjå NVEs heimesider www.nve.no).

Rettleiaaren tek sikte på å rettleie ikkje-profesjonelle utbyggjarar i korleis ei vellukka planlegging og utbygging av små kraftverk blir gjennomført. Planer og økonomi bør likevel kvalitetssikrast av erfarte rådgivarar før utbygging, og ei synfaring på staden bør vere inkludert.

Små kraftverk kan delast inn i følgjande kategoriar:

- Mikrokraftverk Under 100 kw
- Minikraftverk 100 kw – 1 000 kw
- Småkraftverk frå 1 000 kw og oppover til rundt 10 000 kw for denne rettleiaaren

I marknaden for små kraftverk er det mange leverandørar som kan ha store variasjonar i pris og kvalitet. Kraftverk har ulike særtrekk når det gjeld vassføring for året, fallhøgd, topografi, grunntilhøve osb. For å sikre rett design og val av utstyr er det difor viktig at det blir stilt rette krav til anlegget, uavhengig av leveringsprogrammet til ein spesifikk leverandør.

Ved planlegging og bygging er det avgjerande at

- slike kraftverk får ei god lokal tilpassing for problemfri drift
- slike kraftverk får utstyr med god kvalitet, slik at levetida blir lang og drifts- og vedlikehaldsutgiftene blir låge
- utbyggjaren får full oversikt over dei økonomiske tilhøva før utbygging ved hjelp av gode, detaljerte planar og økonomiske analysar, og ved gode kontraktar for utbygginga og gode avtaletilhøve for kraftproduksjonen i driftsfasen

Vi gjer merksam på at rettleiaren blir oppdatert ved behov ved endringar i rammevilkår, lover, forskrifter, offentleg sakshandsaming osb.

Emneord: Rettleiar, 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

Juni 2011

INNHOLD

RETTELEIAR I PLANLEGGING, BYGGING OG DRIFT AV SMÅ KRAFTVERK	1
FØREORD	7
1 DEN STEGVISE PROSESSEN I UTVIKLINGA AV SMÅ KRAFTVERK	8
1.1 Generelt	8
1.2 Definisjonar og omgrep	8
1.3 Skissefasen	8
1.4 Søknadsfasen	11
1.5 Investeringsvedtaksfasen	13
1.6 Byggjefasen inkludert overtaking	14
1.7 Driftsfasen	16
1.8 Oversikt over naudsynt kompetanse for ulike stadium og fagfelt	16
2 DEFINISJONAR OG OMGREP	17
3 LOVER OG FORSKRIFTER – SAKSGANG.....	25
3.1 Generelt	25
3.2 Saksgang – oppsummering	25
3.3 Verneplan for vassdrag	27
3.4 Samla plan for vassdrag	27
3.5 Vassressurslova	27
3.6 Vurdering av konsesjonsplikta	28
3.7 Vassdragsreguleringslova	28
3.8 Industrikonsesjonslova (ervervslova)	28
3.9 Plan- og bygningslova	28
3.10 Energilova	29
3.11 Andre aktuelle lover	29
4 HYDROLOGI	30
4.1 Det hydrologiske ressursgrunnlaget	30
4.2 Variasjonar i tilgangen på vatn	30
4.3 Direkte måling av vassføring	32
4.4 Tilrettelegging av hydrologiske data. Eksempel.	33
4.5 Varigheitskurva og utrekning av nyttbart produksjonsvolum	35
4.6 Vassføringar i lågtvatnperioden	35
4.7 Flaumvassføringar	36
4.8 Usikkerheit i det hydrologiske grunnlaget	37
4.9 Verknadar på hydrologi og miljøhydrologiske tilhøve	38
4.10 Overflatehydrologi	39
4.11 Markvatn og grunnvatn	39
4.12 Istilhøve	39
4.13 Vasstemperatur	40
4.14 Materialtransport og erosjon	41
5 PRODUKSJON	53
5.1 Generelt	53
5.2 Effekt (yting)	53
5.3 Energiekvivalent	53
5.4 Energipotensial	54
5.5 Energiproduksjon. Berekningsmetodar generelt	54
5.6 Energiproduksjon. Vurdering på tidleg skissenivå	55
5.7 Energiproduksjon basert på varigheitskurver/avløpsvolumkurver (handrekning)	55
5.8 Energiproduksjon basert på driftsimuleringar	58
5.9 Naturhestekrefter	59

6	KOSTNADAR	60
6.1	Generelt	60
6.2	Kostnadskurver frå NVE	60
6.3	Budsjettprisar, tal basert på røynsle, tilbod	60
7	ØKONOMI FOR KRAFTVERK	61
7.1	Generelt	61
7.2	Grov økonomisk analyse for val av alternativ, investeringsgrenser og dimensjonering	61
7.3	Kraftprisar	63
7.4	Kostnadar	64
7.5	Økonomisk optimalisering av anleggsdelar	64
7.6	Skattar	64
7.7	Endeleg økonomisk analyse av valde prosjekt	65
8	TEKNISK PLANLEGGING AV KRAFTVERK	67
8.1	Generelt	67
8.2	Dam, inntak, luker og røyr	67
8.3	Dam og inntak	68
8.4	Vassveg	72
8.5	Kraftstasjon, bygg	80
8.6	Turbin	81
8.7	Generator	89
8.8	Apparat- og kontrollanlegg	96
9	LINETILKNYTING. KRAFTLEIDNINGAR	105
9.1	Anna: veg, bru, osb.	105
9.2	Kvalitet	105
10	MILJØ- OG SAMFUNNSKONSEKVENSAR	107
10.1	Generelt	107
10.2	Metode	107
10.3	Fysiske påverknader	109
10.4	Konsekvensar for ulike miljø- og samfunnstema	109
10.5	Mildnande tiltak	112
11	SELSKAPSFORMER.....	114
11.1	Generelt	114
11.2	Aksjeselskap (AS)	114
11.3	Delt ansvar (DA)	114
11.4	Avgrensa ansvar (BA)	115
11.5	Ansvarleg selskap (ANS)	115
11.6	Allianse med eit utbyggingsselskap	115
11.7	Sal av fallrettar	115
12	FINANSIERING	116
12.1	Generelt	116
12.2	Långivars vurderingar	116
12.3	Finansiell vurdering av prosjektet	116
12.4	Finansieringskjelder	117
12.5	Risikovurdering	117
12.6	Byggjelån	118
12.7	Likviditet	118
12.8	Lånesøknad	119
13	PROSJEKTORGANISERING	121
13.1	Generelt	121
13.2	Prosjektleiar	121
13.3	Byggjeleiar	121
13.4	Styringsgruppe	121

14	UTBYGGINGSMODELLAR 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 Utbyggjar og totalleverandør med driftsansvar	124
15	KONTRAKT MED ENTREPRENØRAR OG LEVERANDØRAR	125
15.1	Generelt	125
15.2	Byggkontraktar	125
15.3	Leveransar av elektromekanisk utstyr	126
15.4	Tekniske rådgivarar	127
15.5	Andre rådgivarar	127
16	TILKNYTING TIL NETTET	128
16.1	Generelt	128
16.2	Konsesjon	128
16.3	Tilknytingsline	128
16.4	Produksjonsrelatert nett	129
16.5	Tariffar for innmating av kraft	129
16.6	Anleggsbidrag	130
16.7	Fastsetjing av anleggsbidrag	131
16.8	Botnfrådrag	131
16.9	Fordeling av kostnadar i radielle fellesnett	131
16.10	Fordeling av kostnadar i maska nettanlegg	131
16.11	Anleggsbidrag og reinvesteringar	132
16.12	Informasjonsplikt	132
17	KRAFTSALSAVTALE	133
17.1	Generelt	133
17.2	Alternative omsetningsavtaler	133
17.3	Omsetningskonsesjon	133
18	OVERTAKING	135
18.1	Generelt	135
19	DRIFT OG VEDLIKEHALD	136
19.1	Generelt	136
20	TILVISINGAR TIL LOVER, FORSKRIFTER, FAGLITTERATUR, OSB	137
20.1	Generelt	137
20.2	Lover og forskrifter osb.	137
20.3	Foreiningar og instansar osb.	137

FØREORD

NVE har dei siste par åra fått tilført midlar for å støtte FoU-prosjekt som har som føremål å utvikle teknologi og kunnskap for ei meir effektiv utnytting av små vasskraftressursar. Midlane kan også brukast til FoU-prosjekt innan opprusting og utviding av større vasskraftverk eller til andre prosjekt for å ta vare på og vidareutvikle norsk vasskraftkompetanse.

Dei fleste støtta prosjekta er utførte av konsulentar eller utdanningsinstitusjon (NTNU) på oppdrag frå NVE.

Denne rettleiarene er, saman med ei rekke rapportar om ulike tema innan små vasskraftverk, eit resultat av desse løyvingane.

Denne nynorske utgåva er omsett frå bokmål av Ink Norge AS og er korrekturlese av Håvard Hamnaberg, NVE.

Oslo, januar 2010

Marit Lundteigen Fossdal
avdelingsdirektør

Torodd Jensen
seksjonssjef

1 DEN STEGVISE PROSESSEN I UTVIKLINGA AV SMÅ KRAFTVERK

1.1 Generelt

Dette kapitlet går gjennom den stegvise prosessen frå identifikasjon av mogelege prosjekt og fram til eit kraftverk er på nettet. Kapitlet viser til andre kapittel der ein finn meir om det aktuelle temaet, slik at også ikkje-profesjonelle utbyggjarar kan få innsikt i teknikken og økonomien i slike kraftverk. Rettleiaren er likevel ikkje meint å erstatte bruken av erfarte rådgivarar i utbygginga.

Dei aktuelle fasane er

- skisselfasen
- søknadsfasen
- investeringsvedtaksfasen
- byggjefasen
- driftsfasen

1.2 Definisjonar og omgrep

Før ein startar planlegginga, kan det vere ein fordel å setje seg inn i nokre definisjonar og omgrep. Sjå kapittel 2 Definisjonar og omgrep.

1.3 Skisselfasen

Steg	Forklaring	Tilvising
1	Identifikasjon av mogelegheiter Nøkkelfaktorar for å kunne gjere ein ressurs økonomisk utnyttbar og praktisk gjennomførbar er: <ol style="list-style-type: none"> 1. Tilstrekkeleg med vavn (Q) 2. Relativt konsentrert vassfall (H). Produktet av fallhøgd og vassføringskapasitet 3. Avstand til eksisterande veg/tilgjenge 4. Avstand til eksisterande kraftline, alternativt kraftforbrukar på isolert nett 5. Miljømessig tilpassing/aksept av anlegget 6. Oversikt over fallrettseigarar og andre grunneigarar 	
2	Vassmengd For å finne tilgjengeleg vassmengd i elva må ein dersom det ikkje finst målestasjon ved inntaksstaden, først finne storleiken på nedbørfeltet ved inntaksstaden. Dette kan gjerast manuelt ved å teikne opp nedbørfeltgrensene og deretter rekne ut arealet (telje ruter eller bruke planimeter). Deretter finn ein spesifikk avrenning ved å bruke NVE Atlas. Ved å multiplisere areal og spesifikk avrenning finn ein gjennomsnittleg vassføring i elva i m^3/s og årleg total vassmengd i mill. m^3 . Det flaumtapet ein røynslemessig kan vente blir deretter trekt frå total årleg vassmengd, slik at ein får storleiken på den tilgjengelege vassmengda som kan utnyttast gjennom turbinen. Vanlegvis vil turbinen få ein kapasitet	Kap. 4 Hydrologi Enkel rettleiar i fastlegging av vassføring og vassmengd som kan utnyttast Kap. 5 Produksjon

Steg	Forklaring	Tilvising
	på 1,5–2,5 gonger gjennomsnittleg vassføring. I verna vassdrag kan ikkje denne tommelfingerregelen brukast. Utnyttinga må her avklarast med styresmaktene i kvart tilfelle. Det skal framleis vere ei romsleg og variert vassføring. Normalt vil akseptabel kapasitet vere godt under 0,5 gonger gjennomsnittleg vassføring.	
3	<p>Fallhøgder for mogelege alternativ</p> <p>Fallhøgder blir rekna ut frå tilgjengeleg kartgrunnlag (normalt 1:50 000/20 meter ekvidistanse eller 1:5 000/5 meter ekvidistanse) eller profilering.</p> <p>Utnytting av det brattaste partiet i elva gir normalt den billigaste utbygginga. Kva for fall som er økonomiske å utnytte, må vurderast i kvart tilfelle.</p>	
4	<p>Effekt og produksjon</p> <p>For dei aktuelle fallhøgdene blir effekt (installasjon i kw eller MW) og produksjon (kWh/år eller GWh/år) berekna ut frå slukeevna til kraftverket og tilgjengeleg vassmengd.</p>	<p>Kap. 5 Produksjon Formlar for utrekning av effekt og energi</p>
5	<p>Miljø</p> <p>Det må gjennomførast ei grovvurdering av konsekvensar for miljø og samfunn. Spesielt må ein sjekke vern og verneplanar (også planlagde) ut frå aktuelle databasar.</p>	<p>Kap. 9 Miljø- og samfunnskonsekvensar</p>
6	<p>Grov prosjektering av kraftverket og val av utstyr</p> <p>Prosjekteringen bør starte med ei enkel skisse for å fastslå hovudmålet til kraftverket som grunnlag for eit grovt kostnadsoverslag.</p> <p>På dette stadiet kan ein bruke tommelfingerreglar for dimensjonar. Eksempel:</p> <p>Optimal slukeevne: ca. 2 gonger gjennomsnittleg vassføring</p> <p>Vassfart i røyr: ca. 3 m/s.</p>	<p>Kap.8 Teknisk planlegging av kraftverk Kap. 3 Lover og forskrifter - saksgang Kap. 19 Tilvisingar til lover, forskrifter, faglitteratur, osb.</p>
7	<p>Grove kostnadsoverslag, +/- 20 %</p> <p>Det blir sett opp grove kostnadsoverslag for alternative fallhøgder for å skilje ut dei mest interessante prosjekta. Ein kan bruke NVEs kostnadsgrunnlag.</p>	<p>Kap. 6 Kostnadar</p>
8	<p>Utbyggingspris</p> <p>Utbyggingsprisen, NOK/kWh, blir rekna ut for dei ulike alternativa.</p>	

Steg	Forklaring	Tilvising
9	<p>Investeringsgrenser</p> <p>For energiproduksjon som i hovudsak skal gå til sal via eit e-verk, bør ikkje investeringa overstige 4–5 NOK/kWh. Grensa er i stor grad avhengig av tiltakhavaren si økonomiske ryggrad og viljen til å ta risiko.</p> <p>Investeringsgrensa vil mellom anna komme an på om produksjonen går via eksisterande offentleg nett eller ikkje.</p> <p>For generatorinstallasjonar under 100 kVA er det gitt fritak for forbrukaravgift. Generatorinstallasjonar over 100 kVA skal meldast inn og registrerast hos Toll- og avgiftsdirektoratet, ref. regelverket.</p> <p>For generatorinstallasjonar over 5500 kVA må det reknast naturressursskatt og grunnrenteskatt.</p> <p>Energiproduksjon berre til eige forbruk via eige nett vil vere det gunstigaste dersom avstanden til forbruksstad er akseptabel. Ein kan då tillate seg høgare investeringsgrenser.</p>	Kap. 7 Økonomi for kraftverk
10	<p>Fallrettar og andre rettar</p> <p>Fallrettar i elva og eigedomsretten til den aktuelle grunnen på begge sider av elva må klarleggjast.</p> <p>Her er det ofte uklare tilhøve og ulike ønske. Det hender at eit prosjekt stoppar opp på grunn av slike tilhøve. Difor er det ønskeleg å sjekke ut dette tidleg, og det bør seinast vere avklart før konsesjonssøknaden (dersom det ikkje blir søkt ekspropriasjon).</p>	Kap. 3 Lover og forskrifter – saksgang
11	<p>Avgjerd om vidareføring</p> <p>Etter ei grov vurdering, både økonomisk og miljømessig, blir det avgjort om ein skal gå vidare med prosjektet og eventuelt kva alternativ som skal vurderast nærmare.</p> <p>Avhengig av kor solid prosjektet er kan ein velje å gå rett på ein konsesjonssøknad, eller alternativt gå vegen om eit forprosjekt (meir detaljerte utrekningar og undersøkingar).</p> <p>Det kan også vere aktuelt å få NVE til å vurdere om konsesjon er naudsynt.</p>	<p>Kap. 7 Økonomi for kraftverk</p> <p>Kap. 3 Lover og forskrifter - saksgang (3.6 Vurdering av konsesjonsplikta)</p>

1.4 Søknadfasen

1	Engasjement av naudsynte rådgivarar Vil ein gå vidare med prosjektet må det engasjerast kompetente rådgivarar.	
2	Synfaring Når ein er gjort kjend med mogelegheitene og rammene, blir det gjort ei grundig synfaring.	
3	Eventuelt forprosjekt Etter skisseprosjektet går ein vanlegvis rett på ein konsesjonssøknad med dei naudsynte undersøkingane og utrekningane. Er det tvil om prosjektet kan gjennomførast, kan det vere aktuelt å gjere eit eige forprosjekt.	
4	Etablering av målestasjon for vassføring Med den relativt store uvissa ein har i hydrologien i småfelt utan målingar, bør det svært sterkt vurderast å opprette ein målestasjon for vasstand/vassføring. Ein får vanlegvis ikkje inkludert måledata i konsesjonssøknaden. Men fordi NVE for tida har mange konsesjonssøknader, går det ofte lang tid frå søknaden blir sendt til handsaminga tek til. Difor kan ein likevel få med oppdaterte hydrologidata før sakshandsaminga av søknaden startar. Nye data etter at søknaden er handsama og konsesjon gitt, kan føre til planendringssøknad og nok ei ventetid.	
5	Eventuell søknad om fritak for konsesjon For eit sannsynleg ukontroversielt prosjekt kan det vere aktuelt å søke NVE om å få realisere prosjektet utan konsesjon. Føresetnaden for fritak er at allmenne interesser og verdiar ikkje blir skadelidande og at dette blir dokumentert. Prosjektet vil då bli handsama som byggjesak i kommunen etter plan- og bygningslova (pbl). Rønsla tilseier at det tek ein del tid å handsame ein slik søknad, då den skal innom både kommune, fylke og NVE. Svaret frå NVE kan bli negativt, dvs. at det må utarbeidast ein konsesjonssøknad. For mikro- og minikraftverk kan det vere aktuelt å søke om fritak frå konsesjon. For småkraftverk er normalt terskelen for aksept frå NVE høgare, og det er vanleg å søke konsesjon direkte, utan ein runde om konsesjonsfritak.	Kap. 3 Lover og forskrifter - saksgang (3.6 Vurdering av konsesjonsplikta)

6	<p>Konsesjonssøknad</p> <p>Dei mest lovande alternativa blir handsama vidare, og det blir utført optimalisering av slukeevne, vassvegar osb.</p> <p>Det blir gjort val av alternativ det skal søkjast om.</p> <p>NVE har utarbeidd ein god mal for kva ein konsesjonssøknad skal innehalde og korleis den skal sjå ut.</p> <p>Nokre viktige punkt:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Utbyggingsplan; skildring, dimensjonar - Hydrologi; tilgjengeleg vassmengd, vassføringar før og etter ei utbygging, varigheitskurver - Utrekna produksjon - Kostnadsoverslag - Utbyggingspris, økonomi - Miljø- og samfunnsmessige konsekvensar - Oversikt over rettshavarar - Linetilknyting/nettavtale - Tilhøvet til offentlege planar (til dømes verneplanar, Samla plan) - Tiltak for å minske uønska konsekvensar (Mildnande tiltak) <p>Det kan søkjast om fleire alternativ, men det skal tydeleg komme fram kva som er det prioriterte alternativet, og det skal vere med ei grunngiving for dette.</p>	<p>Kap. 3 Lover og forskrifter - saksgang Kap. 5 Produksjon Kap. 7 Økonomi for kraftverk Kap. 11 Finansiering Kap. 15 Tilknyting til nettet Kap. 16 Kraftsalsavtale</p>
7	<p>Konsesjonshandsaming</p> <p>Når NVE har godkjent søknaden, blir den send på høyring til kommune, fylke, organisasjonar osb. Deretter inviterer NVE til sluttsynfaring.</p>	
8	<p>Konsesjon</p> <p>Røynsle tilseier at det tek 1–3 år fra innsending av søknad til NVE gir tiltakshavar tilbakemelding om utfallet av handsaminga: konsesjon eller avslag.</p> <p>Bakgrunnen for vedtaket følgjer med papira, og det same gjer konsesjonsvilkåra dersom det er gitt konsesjon.</p> <p>Klagefrista er tre veker frå dokumentet er motteke.</p> <p>Avgjerda kan ankast inn for OED.</p>	

1.5 Investeringsvedtaksfasen

1	Val av organisasjonsmodell Dersom val av organisasjonsmodell ikkje er gjort tidlegare, må dette gjerast no. Alle avtaler med eller mellom tiltakshavar og grunneigarar må endeleg avklarast.	
2	Utgangspunkt og sjekk av konsesjonsvilkår m.m. Den gitte konsesjonen inneholder ulike vilkår. Prosjektet kan ha blitt redusert: meir vasslepping enn forutsett, endra inntaks- eller utløpsnivå, osb. Konsekvensane av dette må sjekkast. I tillegg må resultata frå eventuelle nye vassføringsmålingar bli analyserte og tekne med i berekningane. Det bør også utarbeidast eit oppdatert kostnadsoverslag.	
3	Undersøkingar Det må gjerast naudsynt topografisk kartlegging, oppmåling, ev. seismikk/boring, osb. Sedimenttransport og rasfare må kartleggjast.	
4	Innhenting av priser Dersom prosjektet framleis er interessant, bør det innhentast tilbod på elektromekaniske komponentar, røyr og bygningsmessig arbeid. Avhengig av økonomisk ryggrad, røynsle og kor solid prosjektet er bør prisane bli innhenta slik at ca. 80 % av totalkostnadene er kvalitetssikra.	
5	Endeleg val av layout, dimensjonar På grunnlag av innhenta tilbod blir det bestemt ei endeleg fastsetjing av layout og ulike konstruksjonsdelar for utbygginga, men dette må vere innan rammene for konsesjonen. I motsett fall vil det krevje ei planendringssøknad og ny handsaming.	
6	Prosjektøkonomi Finansieringsmogelegeheter må klarleggjast, nettavtale må vere inngått og takast med i utrekningane, skattar og avgifter må klarleggjast, og ein må gå gjennom kraftsal og driftsmessige utfordringar. Deretter kan prosjektøkonomien reknast på for kort og	Kap. 7 Økonomi for kraftverk

	lang sikt med kapital- og driftsutgifter før og etter skatt. Det blir tilrådd å gjere sensitivitets- og risikoanalysar.	
7	Detaljplanar, osb. Parallelt med det ovannemnde blir detaljplanar og klassifiseringsforslag utarbeidde med dokumentasjon. Dette blir sendt til det aktuelle regionkontoret i NVE. Utbygginga kan ikkje starte før detaljplanane er godkjent. Fordi ein må rekne med 3–6 månaders handsamingstid bør ein sende inn planane før investeringsvedtaket er gjort. Det finst malar for slike planar og forslag. Der det blir kravt dispensasjon frå kommunedelplanens arealdel, må det søkjast kommunen om dette.	
8	Investeringsvedtak Det blir teke ei eventuell avgjerd om investering eller skrinlegging, eller prosjektet blir utsett. Det kan også vere aktuelt å leggje det ut for sal.	

1.6 Byggjefasen inkludert overtaking

1	Kontrahering av prosjektleiar, prosjekterande og byggjeleiring Dersom dette ikkje er avtalt allereie, bør ein gjennomføre kontrahering av prosjektleiar, rådgivande ingeniør, ev. arkitekt og byggjeleiar.	
2	Endeleg sjekk av løyve, godkjenningar, avtaler <ul style="list-style-type: none"> • Konsesjonar frå NVE • Klassifisering og godkjenning av detaljplanar NVE • Kommunal godkjenning • Nettavtale • Ev. kraftsalsavtale • Driftsopplegg med kostnadar • Tilgjenge • Fallrettar og bruk av naudsynt grunn • Påreknelege skattar og avgifter • Finansiering • Total prosjektøkonomi på kort og lang sikt • Forsikring 	

3	Kontrakt med entreprenørar og utstyrleverandørar Kontrakt med entreprenørar og leverandørar blir utarbeidd og underskriven.	Kap. 14 Kontrakt med entreprenørar og leverandørar
4	Prosjektering, bygging og montering Prosjektering, bygging og montering blir utført. I denne fasen må følgjande vere på plass (stikkord): <ul style="list-style-type: none"> • Prosjektleiing • Prosjektering • HMS • Systemansvar, grensesnitthandtering, logistikk • Byggjeleiing • Flaum (ved dam, vassveg og kraftstasjon), is, sediment, ras • Damforskrifter og gjeldande offentlege standard/forskrifter inkl. lastar • Arrangement for vasslepping • Røyrtypar/-klassar, trykkstøyt, frost • Støy, vibrasjonar • Dykking, turbincenter • Løfteinnretning • Ventilasjon, kjøling • Fasilitetar i stasjonen • Montering 	
5	Driftsopplegg, manualar Driftsopplegg blir utarbeidd, driftsmanualar og ”som bygde”-teikningar blir utarbeidd og naudsynt personell blir informert.	
6	Overtaking Kraftverket blir overteke av tiltakshavar.	Kap. 17 Overtaking

1.7 Driftsfasen

1	Drifts- og vedlikehaldsopplegg Før driftsstart må drifts- og vedlikehaldsopplegg avklarast.	Kap. 18 Drift og vedlikehald
----------	--	------------------------------

1.8 Oversikt over naudsynt kompetanse for ulike stadium og fagfelt

	Generell vasskraft, bygg	Hydrologi	Miljø	Elektro- mekanisk	Økonomi/ finansiering
Skisselfasen	x	(x)	(x)		
Søknadsfasen	x	x	x	(x)	(x)
Investeringsvedtaksfasen	x	(x)	(x)	x	x
Byggjefasen	x			x	(x)
Driftsfasen	(x)			x	

2 DEFINISJONAR OG OMGREP

A

Aggregat	Produksjonseining for elektrisk energi. Omfattar turbin og generator.
Avløpstunnel	Tunnel som fører vatnet frå kraftstasjonen og ut i elv, sjø eller hav. Også kalla utløpstunnel.
Avrenning	Nedbør som renn ut i vassdraga og vidare ut i havet. Sjå også spesifikk avrenning.
Avslag	Hurtig lastreduksjon i eit kraftverk.

B

Bogedam	Dam som overfører kretene til vederlaga på kvar side, i motsetning til andre dammar som fører kretene ned til damfoten. Også kalla kvelvdam. Vanlegvis utført i betong.
----------------	---

D

Dam	Byggverk som demmer opp vatnet i ei elv eller i eit vatn. Er ofte utstyrt med ei luke for å kunne tappe forbi vatn eller ut av magasinet.
Damfot	Nedste del av ein dam.
Damkrone	Toppen av ein dam.
Damluke	Luke i dammen for å kunne tappe vatn ut av magasinet eller bassenget.
Dimensjonerande flaum	Så stor flaum som flaumløp skal dimensjonerast etter. Flaumar med 1000 års gjentaksintervall er vanlegvis dimensjonerande.
Dimensjonerande flaumvasstand (DVF)	Vasstand i magasin ved dimensjonerande flaum.

Driftssentral	Sentral overvaking og styring av overføringsanlegg og overvaking, styring og samkøyring av kraftverk.
----------------------	---

Driftsvassveg	Kanal, tunnel, sjakt eller røyr for tilførsel av vatn frå inntaksmagasinet eller inntaksbassenget til vasskraftverket via kraftstasjon og utløp til utløpet i vassdrag eller sjø. For fjellanlegg omfattar vassvegen gjerne tilløpstunnel, sjakt og innstøyt røyr rett før kraftstasjonen og utløpstunnel. For små kraftverk omfattar vassvegen som oftast tilløpsrøyr (sjå også Tilløps-, Avløps-/Utløpstunnel).
----------------------	---

E

Effekt	Energi eller utført arbeid per tidseining. Effekt blir oppgjeve i watt (W). 1 kW = 1000 W, 1 MW = 1000 kW.
Effektbrytar	Brytar som blir brukt til å bryte eller forbinde anleggsdelar med stor straumstyrke.
Elektrisk spenning	Eit mål for den "krafa" som driv elektrisiteten gjennom ein leidning. Spenning blir målt i volt [V] eller kilovolt [kV] = 1000 volt.
Elvekraftverk	Kraftverk i elv der vassføringa berre i liten grad kan regulerast

ved hjelp av magasin. Normalt med låg fallhøgd og med kraftstasjon og dam bygde som ein eining ved anlegg i større elvar. Ved småkraftverk er det ofte ein lengre vassveg og eit større fall.

Energi

Evne til å gjøre arbeid – produktet av effekt og tid. Elektrisk energi blir ofte angitt i kilowatt-timar [kWh]. 1 kWh = 1000 watt brukt i 1 time.
1 GWh = 1 000 000 kWh.

F

Fallhøgd

Brutto fallhøgd: den loddrette avstanden (høgdeforskjellen) mellom vassivået i inntak og undervatnet for eit vasskraftverk (til turbinesenter ved Peltonturbiner). Netto fallhøgd er brutto fallhøgd minus falltap i vassvegen.

Falltap

Tap av nyttbar energi pga. friksjon og andre tap i vassvegen.

Fangdam

Provisorisk dam som blir bygd for å halde vatnet borte under byggjearbeid i det naturlege vassløpet.

Fleirårmagasin

Magasin med volum som er større enn eitt års tilsig av vatn. Dette er magasin som blir tappa ned i tørre år og blir fylt i våte år.

Flaumtap

Vatn som i ein flaumsituasjon ikkje kan nyttast til kraftproduksjon på grunn av for liten magasinkapasitet eller for lita slukeevne.

Forbitapping

Den vassmengda som blir tappa utanom kraftstasjonen / forbi inntaket (sjå Minstevassføring). Gitte konsesjonar inneber gjerne eit krav om forbitapping på grunn av estetikk, fisk og anna liv i elva.

Fordelingsnett

Sjå Hovudfordelingsnett og Lokalt fordelingsnett.

Fordelingsstasjon

Understasjon som forsyner eit fordelingsnett.

Fordelingstransformator

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

Francisturbin

Turbintype som blir brukt ved middels og store fallhøgder.

Frekvens

Talet på svingingar vekselstraumen gjennomfører per sekund. Frekvens blir målt i Hertz [Hz]. 1 Hz = 1 svinging eller periode per sekund. Vanleg frekvens er 50 Hz.

Fullast

Høgast mogelege last (effekt, yting) i ein turbin eller generator mv.

Fyllingsdam

Dam av sprengstein, leire, sand eller andre lause massar. Tetting kan utførast som sentral eller frontal. Aktuelle tettingsmateriale er gjerne morene, betong, asfalt eller kunststoff.

Fyllingsgrad

Tilhøvet mellom aktuelt magasinvolum på eit gitt tidspunkt og volum ved fullt magasin.

G

Gabionar

Dammar av stabla nettingkasser fylt med stein.

Generator

Roterande maskin som omdannar mekanisk energi til elektrisk energi.

Gjennomsnittleg

Berekna gjennomsnittleg årleg produksjon over ei rekkje år.

årsproduksjon

Massivdam, dam som primært blir bygd av massiv betong. Stabilitet er sikra ved vekta på dammen.

Gravitasjonsdam

Grunnlast	Effekten det er behov for mesteparten av året.
H	
Heilårsmagasin	Magasin som har ein fylle- og tappesyklus på eitt år.
Hestekraft	Eining for effekt [hk]. Ei hestekraft tilsvarer 0,736 kW.
HFV	Høgaste flaumvasstand ved flaumar med eit gjentaksintervall på 1000 år.
Hovudfordelingsnett	Elektrisk leidningsnett med spenningsnivå 66–132 kV som bind saman dei lokale fordelingsnetta innanfor ein landsdel. Hovudfordelingsnett er bindeledd mellom det landsomfattande hovudnettet og dei lokala fordelingsnetta.
Hovudnett	Landsomfattande elektrisk leidningsnett på høgaste spenningsnivå, stort sett 300–420 kV. Hovudnettet gjer det mogeleg å overføre elektrisk energi mellom landsdelane og til/frå nabolanda våre.
HRV	Høgaste regulerte vasstand (øvre reguleringsgrense) i eit magasin.
Kvelvdam	Sjå Bogedam.
Hydrologi	Læra om førekost, krinsløp og fordeling av vatnet på landjorda. I vidare forstand omfattar hydrologi også dei fysiske og kjemiske eigenskapane til vatnet.
Høgspenning	Elektrisk energi med spenning høgare enn 1000 V vekselstraum og 1500 V likestraum (i Noreg).
Høgtrykksanlegg	Kraftverk med fallhøgd større enn ca. 250 meter.
I	
Inntaksmagasin	Magasin med vatnet som blir leidd ned til kraftverket.
INON	Term for inngrepstilfelle soner i naturen, dvs. soner fri for tyngre tekniske inngrep. Definisjonar finst hos DN.
J	
Jordingsanlegg	Installasjon som består av ein eller fleire jordelektrodar, jordleidningar og eventuelle jordskinner.
K	
Kaplanturbin	Turbintype som blir brukt ved små fallhøgder.
Kavitasjon	Eit fenomen som kan oppstå i område med høg vassfart og der det lokale trykket blir så lågt at vatnet tek til å koke, og det blir dannar dampblærer. Dampblærene blir frakta vidare med vasstraumen og kollapsar når trykket stig igjen. Dersom blærene kollapsar inne ved overflata til til dømes eit løpehjul, vil dette bli utsett for kraftige støy som kan overstige brotgrensa for materialet og føre til tæringer i overflata. Dette blir kalla kavitasjonstæring.
Konsesjon	Løyve frå offentleg styresmakt, til dømes til å byggje ut vassdrag for kraftproduksjon, til å byggje og drive høgspenningasanlegg osb.
Kontrollrom	Rom i kraftstasjonen for overvaking, styring, vern og kommunikasjon.

Koplingsanlegg	Anlegg for elektrisk samankopling/skiljing av generatorar, transformatorar og/eller leidningar.
Kraft	Elektrisk kraft, elkraft – elektrisk energi og/eller elektrisk effekt.
Kraftleidning	Den fysiske delen av kraftoverføringa, dvs. fundament, mast, liner, isolatorar, jordliner osb.
Kraftstasjon	Turbin/generatoraggregat med tilhøyrande bygningar og installasjonar for produksjon av elektrisk kraft.
Kraftverk	Anlegg for produksjon av elektrisk energi. Eit kraftverk består av eventuelle magasin, dam og inntak, vassveg og kraftstasjon.
L	
Lågspenning	Elektrisk spenning opptil 1000 volt for vekselstraum og 1500 volt for likestraum (i Noreg).
Lågtrykksanlegg	Kraftverk med fallhøgd opptil ca. 60 meter.
Likerettar	Apparat for omforming av vekselstraum til likestraum.
Likestraum	Elektrisitet der spenninga blir halden kontinuerleg i ein retning, til forskjell frå vekselstraum.
Lokalt fordelingsnett	Elektrisk leidningsnett som overfører energien frå hovudfordelingsnettet (sjå det) til kvar abonnent/forbrukar. Spenningsnivået kan variere frå 230 V på det lågaste til 22 kV på det høgaste.
LRV	Lågaste regulerte vasstand (nedre reguleringsgrense) i eit magasin.
Luke	Stengeorgan for vatnet i tunnel, dam eller inntak.
Lukehus	Hus som inneholder manøvreringsutstyr for luke. Småkraftverk droppar ofte lukehus.
Løpehjul	Roterande del av turbin som har som oppgåve å omforme energien i vatnet til mekanisk energi (rotasjonsenergi).
M	
Magasin	Naturlig eller kunstig innsjø der ein samlar vatn i periodar med høgt tilsig og lågt forbruk. Når forbruket er stort, nyttiggjer ein seg dette vatnet. For mindre kraftverk er ofte magasinet eit lite basseng som berre skal etablere ein vasspegel i kraftverksinntaket.
Magasinkapasitet	Total mengd vatn [m^3] som det er plass til mellom HRV og LRV i eit reguleringsmagasin.
Magasinprosent	Tilhøvet mellom magasinvolum og gjennomsnittleg årstilsig rekna i prosent.
Manøvreringsreglement	Offentleg fastsette vedtak om fylling og tapping av eit reguleringsmagasin.
Mellomtrykksanlegg	Kraftverk med fallhøgd i området ca. 60 meter til ca. 250 meter.
Merkeyting	Yting (effekt) stempla på namneplata på turbin og generator. Tilsvarer gjerne yting ved full last.
Mikrokraftverk	Kraftverk med yting på mindre enn 100 kW.
Minikraftverk	Kraftverk med yting mellom 100 kW og 1000 kW.
Minstevassføring	Krav til forbitapping til elvestrekning som blir påverka av

kraftutbygging (sjå også Forbitapping).

N

Naturhestekrefter

Uttrykk for bruttoeffekten eit utbyggingsprosjekt vil gi. Denne er avhengig av magasinstorleik, fallhøgd og vassføring. Litt variasjon i definisjonen etter kva lov som skal brukast.

Nedbørfelt

Nedbørsfeltet til eit vassdrag er det området som tilsiget til vassdraget skjer frå: dvs. avgrensa av vasskilja.

Nett

System av samankopla kraftleidningar og anna elektrisk utrusting for overføring av elektrisk kraft frå kraftverk til sluttbrukar.

Nettap

Energitap i overførings- og fordelingsnettet.

Nominell effekt

Effekten som er angitt i påstempla data i turbinen, generatoren eller transformatoren. Denne kan overskridast under spesiell tilhøve.

Nåledam

Damkonstruksjon eller del av dam med vertikale tre- eller aluminiumsstavar som blir tekne bort for vassavleiing ved flaumvassføringar.

O

Omløpstunnel

Tunnel for å leie vatn – permanent eller mellombels – utanom eit løp vatnet elles vil følgje.

Omløpsventil

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

Overføringskapasitet

Overføringsevne i samband med kraftoverføring i eit nett. Også brukt om overføringstunnelar.

Overføringstunnel

Tunnel for å overføre vatn frå eitt nedslagsfelt til eit anna der felta har ulike naturlege avløp.

Overløp

- 1) Også kalla flaumløp. Er ein del av dammen for å leie unna vatn når HRV er nådd. Det kan utførast som fast eller manøvrerbar (luker).
- 2) Vatn som på grunn av flaum ikkje kan utnyttast i kraftverket (tilsiget er større enn kraftverket si slukeevne)

P

Peltonturbin

Turbintype som ved litt større kraftverk blir brukt ved store fallhøgder (over 500–600 meter), men som ved små kraftverk også blir brukt ved lågare fallhøgder og lita slukeevne.

Platedam

Dam som består av ein vertikal eller skrå plate og støttepilarar. Dammen blir som regel utført i armert betong.

Påslag

Hurtig lastauke i eit kraftverk. Også kalla pådrag.

R

Regulering (av vassdrag)

Endring av variasjonen i vassføringa til vassdraget over tid, frå naturleg vassføring til ei vassføring som er meir rasjonelt utnyttbar for energiproduksjon.

Reguleringsstabilitet

At vasskraftsystemet med vassveg, turbin, regulator og elektrisk nett er

stabil, dvs. har endeleg demping av alle eigensvingingar som oppstår når systemet blir påført forstyrringar (gjeld drift på eige/isolert nett).

Regulert vassføring

Den utjamna vassføringa som kan haldast gjennom lågtvatnperioden. Regulert vassføring blir teke ut frå ei reguleringskurve for det aktuelle vassdraget eller nærliggjande representative vassdrag. Regulert vassføring (reguleringsprosenten) er ein funksjon av magasinprosenten.

Røyrgate

Røyr som leier vatnet frå inntaket og ned til kraftstasjonen, eller ein del av strekninga frå inntaket til kraftstasjonen. Det kan vere frittliggende eller leggjast i grøft. Ved småkraftverk er det vanleg med røyr(gate) heilt frå inntaket og til kraftstasjonen. Der det er mogeleg, teknisk og miljømessig, føretrekker ein nedgravne røyr.

S

Sarr

Iskrystallar i vatnet som kan feste seg til inntaksrister osb. og dermed redusere tverrsnittet / auke falltapet.

Slukeevne

Den maksimale vassføringa som ein turbin har kapasitet til å nyttiggjere seg.

Småkraftverk

Kraftverk med yting mellom 1 MW og 10 MW.

Snømagasin

Delen av vassmengda i eit snødekt nedslagsfelt som ved snøsmelting kan ventast å komme som avrenning til det aktuelle feltet.

Spennin

Sjå Elektrisk spenning.

Sperredam

Dam som blir bygd for at vatnet ikkje skal få eit nytt uønskt utløp ved etablering av eit magasin.

Spesifikk avrenning

Avrenning per arealeining, gjerne i l/s og km².

Svingesjakt

Sjakt i vassvegen til ein kraftstasjon med formål å tene som trykkutjanningsbasseng og sikre reguleringsstabilitet ved hurtige endringar av vasstraumen gjennom kraftverket (avslag og påslag (pådrag)).

Systemansvar

Ansvar for at heile kraftverket med alle elementa som dam, inntak, vassveg, kraftstasjon og avløp fungerer saman som dei skal. Det vil seie at kraftverket er teknisk og økonomisk optimalt tilpassa dei hydrologiske og topografiske tilhøva.

T

Tappeperiode

Tidsrommet det blir tappa frå eit reguleringsmagasin, i Noreg vanlegvis om vinteren.

Tappetunnel

Tunnel for tapping av vatn frå eit magasin til eit anna, eller frå eit magasin og ut i ei elv.

Terskel

Låg dam (demning) utan reguleringsinnretningar som blir bygde i elvar med redusert vassføring, slik at det blir danna ei vasspegel i ønskt høgd.

Tilløp

Vatn i elv, tunnel, røyr osb. som munnar ut i ein sjø, eit magasin, ei elv eller eit kraftverk.

Tilløpstunnel

Tunnel frå inntaket og ned til eller delvis ned (dersom det er tilløpsrøyr vidare ned) til ein kraftstasjon.

Tilløpsrøyr

Røyr frå inntak eller tilløpstunnel som leier vatnet ned til kraftstasjonen.

Tilsig	Den vassmengda som blir tilført ein sjø, eit magasin, ei elv eller ein bestemt del av ei elv.
Transformator	Apparat som gjer om elektrisk vekselstraum med ei bestemt spenning, til vekselstraum med ei anna spenning.
Trykktap	Tap av nyttbar energi pga. friksjon og andre tap i vassvegen (falltap).
Turbin	Maskin der vatnet i eit vasskraftverk blir ført inn på ein eller fleire skovler festa til ein aksel, slik at ein får rotasjon som omset energien i vatnet til mekanisk energi.
Tørrår	År med vesentleg mindre nedbør enn normalt.
U	
Uregulert vassdrag	Vassdrag som ikkje er regulert, ref. Regulering.
Utløpstunnel	Sjå avløpstunnel.
V	
Vasskraftverk	Kraftverk som omset stillingsenergien i vatnet til elektrisk energi.
Vassregulator	Styring som opererer etter vasstanden i inntaket.
Vassveg	Fellesomgrep for tilløpstunnel/tilløpsrøyr og avløpstunnel(avløpskanal).
Varegrind	Rist som gjerne er i form av stålstavar i ramme, plassert framfor vassinntaket for å hindre at ting som kan komme med vatnet, skal komme inn i turbinen eller liknande.
Vassdrag	Samanhengande system av elvar frå utspring til hav, inkludert eventuelle innsjøar, snø- og isbrear.
Vekselrettar	Apparat som omformar likestraum til vekselstraum.
Vekselstraum	Elektrisitet der spenninga blir snudd med regelmessige intervall, vanlegvis 100 gonger per sekund (dvs. 50 periodar eller Hertz [Hz] per sekund).
Ventilkammer	Rom i vassvegen der ein eller fleire ventilar for avstenging av vassvegen er plasserte.
Våtår	År med vesentleg meir nedbør enn normalt.

Vanlege forkortinger:**Institusjonar**

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

Nokre vanlege forkortingar 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	noverdi	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

Nedanfor er det gitt ei summarisk oversikt over hovudtrekka i saksgangen for små kraftverk. Det blir også vist til informasjon fra NVE som finst på heimesidene. Vi kan spesielt nemne at konsesjonssøknadsmalen til NVE blir jamleg oppdatert.

I medhald av vassressurslova er det, uavhengig av konsesjonsplikt, stilt tryggleikskrav til vassdragsanlegga, inkludert eigarane, planleggjarane og dei som bygger dei. Alle dammar og røyrr skal vurderast og klassifiserast etter tryggingsforskrifta (forskrift om tryggleik og tilsyn med vassdragsanlegg, som tredde i kraft 1.1.2001) og forskrift om klassifisering av vassdragsanlegg (tredde i kraft 1.1.2001). Dammar/vassdragsanlegg som kan føre til fare for menneske, miljø og eide dom dersom dei bryt saman, blir klassifiserte i klasse 1, 2 eller 3. Andre anlegg blir plasserte i klasse 0 (tidlegare kalla uklassifiserte). Anlegga som har størst konsekvensar ved brot, blir plasserte i klasse 3.

3.2 Saksgang – oppsummering

Denne rettleiarene omfattar berre små kraftverk (<10 MW). For større kraftutbyggingar gjeld følgjande grenser og reglar:

- Utbyggingssaker større enn 10 MW krev avklaring i høve Samla plan før det kan søkjast konsesjon.
- Kraftutbygging og reguleringar eller overføringer som gir meir enn 40 GWh/år (eller meir enn 30 GWh dersom utbygginga kjem i konflikt med miljø- eller samfunnsinteresser) i auka energiproduksjon, blir handsama etter plan- og bygningslova si forskrift om konsekvensutgreiingar. Dette gjeld sjølv om installasjonen er <10 MW. Det same gjeld dammar og andre anlegg for oppdemming eller varig lagring av vatn dersom ei ny eller supplerande mengd oppdemt eller lagra vatn overstig 10 millionar m³.
- I utbyggingssaker etter vassressurslova med installasjon større enn 10 MW, eller saker etter vassdragsreguleringslova og industrikonsesjonslova, skriv NVE ei innstilling til OED. OED førebur saka for regjeringa som eventuelt fattar vedtak om utbygging i form av ein kongeleg resolusjon.
- Vassdragsreguleringer eller overføringer som gir ei auke på minst 500 naturhestekrefter (aktuelt år og fråtrekk for normal lågvassføring), krev konsesjon etter vassdragsreguleringslova.
- Erverv av fallrettar som gir minst 4000 naturhestekrefter (median år utan fråtrekk) krev konsesjon etter industrikonsesjonslova. Dette gjeld ved kjøp, leige eller overføring. Erverv i slike tilfelle blir ikkje gitt til private.

Dei fleste små kraftverka fell utanfor punkta ovanfor, og då blir saksgangen slik:

Aktivitet	Ansvarleg	Kommentar
Avklaring av rettar	Søkjar	Avtale om disponering av fallrettane må vere avklart før søknaden blir send til NVE.
Skisseprosjekt	Søkjar	Førebelse vurderingar av prosjektdesign, produksjon, utbyggingspris og

		miljøkonsekvensar. Status for verna område, verna vassdrag og Samla plan for vassdrag (SP) må sjekkast.
Vurdering av konsesjonsplikt	NVE	Dersom utbygginga ikkje har konsekvensar for allmenne interesser, kan NVE gi fritak frå konsesjonsplikta. Dersom det blir gitt konsesjonsfritak, gjeld vedtaka i plan- og bygningslova (pbl). Pbl blir forvalta av kommunane når det gjeld byggjeløyve. Dersom det blir fastsett konsesjonsplikt, må det søkjast om konsesjon.
Innhenting av vurdering frå netteigar når det gjeld tilknyting til nettet	Søkjar/områdekonsesjonær	Eit brev frå netteigar, med ei vurdering av kapasiteten på nettet, skal leggjast ved konsesjonssøknaden.
Utarbeiding av konsesjonssøknad og dokumentasjon av biologisk mangfald	Søkjar/konsulent	Mal for konsesjonssøknad finst på heimesida til NVE. Krav til innhald i biologisk mangfaldrapport finst i NVE sin rettleiar 2009:3 "Kartlegging og dokumentasjon av biologisk mangfald ved bygging av småkraftverk (1-10 MW)".
Klassifisering av dam og røyr	Søkjar/konsulent	Vurdering av tryggleik skal gjerast for alle anlegg (dammar og røyr) uavhengig av konsesjonsplikta. Skjema ligg på heimesida til NVE.
Hydrologisk skjema	Søkjar/konsulent	Hydrologisk skjema skal fyllast ut og sendast inn saman med konsesjonssøknaden (ligg på heimesida til NVE)
Høyring og offentleg ettersyn	NVE	NVE sender søknaden på høyring.
Avgjerd om konsesjon etter vassressurslova og energilova	NVE/fylkeskommunen	NVE avgjør om det skal bli gitt konsesjon, kva alternativ løysing som eventuelt skal byggjast og kva vilkår som gjeld for løyvet. Frå 1.1.2010 blir den endelege avgjerdta om konsesjon for utbyggingar mindre enn 1 MW teken av fylkeskommunen.
Detaljplan og internkontrollsysten	Søkjar/rådgivar	Før anleggsarbeida kan starte, skal NVE godkjenne detaljplanar. Krava finst på heimesida til NVE. Eigaren av kraftverket skal også ha eit eigna internkontrollsysten (NVE sin rettleiar 2005:2 "Miljøtilsyn ved vassdragsanlegg").
Avklaring etter plan- og bygningslova	Søkjar/kommunen	Mange småkraftverk ligg i område som er avsett til landbruk, natur og friluft (LNF) i kommuneplanens arealdel. Kommunen avgjør om dei skal utarbeide ein reguleringsplan eller om det kan søkjast om dispensasjon frå vedtaka.

Utsleppsløye	Søkjær/Fylkesmannen	Tilhøvet til forurensningsloven skal vere avklart. Fylkesmannen avgjer om det er naudsynt med eige løyve etter forureiningslova.
Kulturminne	Søkjær/fylkeskommunen og Sametinget	Tilhøvet til kulturminnelova § 9 skal vere avklart. Det vil seie at kulturstyresmaktene skal avgjere om arbeidet kan gjennomførast med omsyn til automatisk freda kulturminne.

3.3 Verneplan for vassdrag

Stortinget vedtok Verneplan for vassdrag i 1973, 1980, 1986, 1993 og 2005 (Verneplan I, II, III og IV og seinare suppleringar). Verneplanen, som består av 387 objekt, omfattar ulike vassdrag som til saman skal utgjere eit representativt utsnitt av Noregs vassdragsnatur. Føremålet med verneplanen er å sikre heilskaplege nedbørfelt med den dynamikken og variasjonen dei har, frå fjell til fjord. Vernet gjeld først og fremst mot kraftutbygging, men ein skal også ta omsyn til verneverdiane ved andre inngrep.

Stortinget vedtok i 2005 at det kan opnast for konsesjonshandsaming av kraftverk med installert effekt på opp til 1 MW i verna vassdrag. Eit unntak frå dette er Bjerkreimsvassdraget der grensa blei sett til 3 MW. Det er framleis ein føresetnad at eventuelle utbyggingar ikkje skal svekkje verneverdiane i vassdraga.

3.4 Samla plan for vassdrag

Samla plan for vassdrag (SP) er ein nasjonal plan som omfattar det meste av større framtidige potensielle utbyggingsprosjekt. Kraftverk med ein installert effekt <10 MW treng no ikkje avklaring med tanke på SP, men kan konsesjonssøkjast direkte. Ei nasjonal oversikt over prosjekt i SP er gitt i St.meld. nr. 60 (1991–92) med tilhøyrande vedleggskart. Ei meir detaljert skildring av prosjekta er gitt i fylkesvise rapportar og i eigne rapportar for kvart prosjekt. Rapportane kan tingast hos DN. Prosjekta som blir omfatta av SP, er plasserte i to kategoriar etter konfliktgrad og økonomi. For prosjekt i kategori I kan det søkjast om utbyggingsløye, medan det ikkje er høve til å søkje om konsesjon for prosjekt som er plassert i kategori II. Ved omarbeiding av prosjekt i kategori II kan det likevel søkjast om flytting til kategori I. Dette blir avgjort av Direktoratet for naturforvaltning i samråd med NVE. Frå styresmaktene si side blir det lagt vekt på at små kraftverk ikkje skal utgjere hindringar for utbygging av større og samfunnsmessig betre SP-prosjekt.

3.5 Vassressurslova

Alle vassdragstiltak som kan vere til nemneverdig skade eller ulempe for allmenne interesser, må ha løyve (konsesjon) etter vassressurslova § 8. Dersom NVE har avgjort at det trengst ein slik konsesjon, eller dersom det på førehand er klart at prosjektet får konsekvensar for allmenne interesser på ein måte som medfører at det trengst konsesjon, må tiltakshavar sende konsesjonssøknad til NVE. Malar for konsesjonssøknaden skal alltid ligge oppdatert på heimesida til NVE. Utkast til søknad blir først sendt til NVE, som vil gi tilbakemelding om eventuelle behov for supplerande opplysingar eller endringar av søknaden. Også i konsesjonssøknaden er det viktig å gi opplysingar om miljøverknadene av tiltaket, og skildring av tiltak som skal tilgodesjå miljøet. Dette blir omtalt nærmare under eit eige kapittel om miljø- og samfunnskonsekvensar.

3.6 Vurdering av konsesjonsplikta

Dersom det ikkje er sikkert at utbygginga får konsekvensar for nemneverdige allmenne interesser og dermed treng konsesjon etter vassressurslova, må NVE avgjere konsesjonsplikta. Tiltakshavar må då sende ei skriftleg orientering om planane til NVE. Ei orientering om kva opplysingar som NVE treng for å vurdere konsesjonsplikta, følgjer av eige meldingsskjema som ligg som vedlegg til denne rapporten, og som også finst på heimesida til NVE. Det er verknadene på dei allmenne interessene (interesser knytta til vassdragsmiljøet, landskap, friluftsliv o.l.) som skal vurderast. Det er difor viktig at orienteringa gir ei god skildring av desse verknadene.

NVE avgjør konsesjonsplikta i samråd med Fylkesmannen og kommunen. NVE kan gi nærmare vilkår for konsesjonsfritak. Samtidig blir det avklart om tiltaket krev løyve frå fylkesmannen etter lakse- og innlandsfiskelova.

I praksis vil dei aller fleste nye kraftverk med installasjon over 1 MW vere konsesjonspliktige. Tiltakshavarar for slike kraftverk bør sende konsesjonssøknad til NVE utan først å be om å få avgjort konsesjonsplikta. Dette vil spare tid og ressursar både for tiltakshavar og styresmaktene.

3.7 Vassdragsreguleringslova

Lova gjeld for vasskraftprosjekt over ein viss storleik, og som vil endre vassføringa i vassdraget ved reguleringar og/eller overføringar eller ved pumping. Dersom vassføringa kan regulerast slik at det blir vunne minst 500 naturhestekrefter ved reguleringa i eitt anlegg eller 3000 naturhestekrefter i heile vassdraget, treng utbygginga konsesjon etter vassdragsreguleringslova. Det er berre unntaksvise at utbygging av små kraftverk krev konsesjon etter vassdragsreguleringslova.

3.8 Industrikonsesjonslova (ervervslova)

Industrikonsesjonslova frå 1917 har til føremål å sikre at vasskraftressursane skal forvaltast til beste for publikum. Dette skal sikrast gjennom offentleg eigarskap på statleg, fylkeskommunalt og kommunalt nivå. § 1 i lova seier at ”uten tillatelse av Kongen (konsesjon) kan ingen andre enn staten med full rettsvirkning erverve eiendomsrett til vassfall (fall eller stryk) som ved regulering antas å kunne utbringes til mer enn 4000 naturhestekrefter”. Private kan heller ikkje inngå leigeavtale for fall dersom grensa på 4000 naturhestekrefter blir overskriden. Industrikonsesjonslova kjem berre unntaksvise i bruk når det gjeld småkraftverk.

3.9 Plan- og bygningslova

Plan- og bygningslova (pbl) styrer og samordnar areal- og ressursbruken i kommunen. Kommunen må difor kontaktast for å få avklart tiltaket med tanke på arealplanar for området. Kommunen avgjør om det skal utarbeidast reguleringsplan for prosjektet, eller om det kan bli gitt dispensasjon frå kommuneplanens arealdel dersom vedtaka ikkje utan vidare opnar for bygging av små kraftverk.

Utbyggingsprosjekt som er gitt konsesjon etter vassressurslova, vassdragsreguleringslova, industrikonsesjonslova eller energilova er unntakse fra byggjesakshandsaming. Dersom utbygginga ikkje er konsesjonspliktig, må kommunen handsame tiltaket som byggjesak etter pbl.

Etter pbl skal det alltid utarbeidast melding og konsekvensutgreiing for prosjektet dersom produksjonen er større enn 40 GWh per år eller har magasin på over 10 mill. m³. For prosjekt mellom 30 og 40 GWh gjeld vedtaka om konsekvensutgreiing dersom utbygginga kjem i konflikt med vesentlege miljø- eller samfunnsinteresser. Ei fullstendig opplisting av desse interessene er gitt i forskrift om konsekvensutgreiingar med heimel i pbl.

3.10 Energilova

Dersom spenninga på anlegget er over 1000 volt, er tiltaket konsesjonspliktig etter energilova. I slike tilfelle må det sendast søknad til NVE om anleggskonsesjon. Dersom det også skal søkjast om konsesjon etter vassdragslovgivinga, skal søknaden etter energilova innarbeidast i denne.

3.11 Andre aktuelle lover

Utbyggingsplanane vil i mange tilfelle også bli handsama etter andre lover, eksempelvis:

Oreigningslova

Normalt vil ein utbyggjar ordne tilhøvet til andre rettshavarar ved minnelege ordningar. Går ikkje dette, kan det søkjast om ekspropriasjon etter oreigningslova sidan vassressurslova ikkje gir slik rett. Vilkåret for ekspropriasjon er at inngrepet "utan tvil er til meir gagn enn skade".

Kulturminnelova

Tilhøvet til kulturminnelova § 9 skal vere avklart. Det vil seie at kulturstyresmaktene skal avgjere om arbeidet kan gjennomførast med omsyn til automatisk freda kulturminne. Kulturminnelova blir forvalta regionalt av fylkeskommunen, med unntak av samiske kulturminne, som blir forvalta av Sametinget.

Forureiningslova

Forureiningsstyretema, som i slike saker er Fylkesmannen, kan etter søknad gi løyve til verksemder som kan medføre forureining. Når det gjeld utbygging av småkraftverk, er det primært anleggsfasen som kan medføre forureining, og det er her det må innhentast løyve. For å utforme ein slik søknad blir det brukt skjema som ein kan få hos Fylkesmannen.

Lakse- og innlandsfiskelova

Lakse- og innlandsfiskelova kjem først og fremst til bruk når utbyggingstiltaket ikkje krev løyve etter vassdragslovgivinga. Dette vil i praksis seie konsesjonsfrie små kraftverk. Forskrift om fysiske tiltak i vassdrag med heimel i lakse- og innlandsfiskelova gjeld for slike tiltak. Det er forbode, utan løyve frå Fylkesmannen, å gjennomføre ulike tiltak i vassdrag som kan vere til skade for fisk og ferskvassorganismar.

4 HYDROLOGI

4.1 Det hydrologiske ressursgrunnlaget

Når det skal etablerast eit kraftverk, ønskjer utbyggjar å utnytte vatnet best mogeleg. Tilhøva i elva legg føringar for dimensjonering og val av tekniske løysingar for kraftverket. Elver er ofte svært ulike, og tilpassing til lokale tilhøve er difor viktig. Saman med fallhøgda er dei hydrologiske tilhøva bestemmande for produksjonen og dermed lønnsemda i utbygginga. Vidare er det dimensjonane til kraftverket som bestemmer virkningane det har på hydrologi og miljø.

Kunnskap om hydrologien i vassdraget er difor eit naturleg utgangspunkt for den som planlegg bygging av kraftverk. Hydrologisk dokumentasjon er dessutan påkravd både for vurdering av konsesjonsplikt og i ein eventuell konsesjonssøknad.

Hydrologiske berekningar bør utførast av ein konsulent med hydrologisk kompetanse.

4.2 Variasjonar i tilgangen på vatn

4.2.1 *Tilgjengeleg vassmengd*

Når ein ser på den gjennomsnittlege vassmengda over året, er det store variasjonar avhengig av kvar i Noreg ein er. Fordelinga er i stor grad styrt av nedbørprosessane. Kartet i Figur 1 viser gjennomsnittleg årleg avrenning i mm/år. Kartet refererer til eit gjennomsnitt for normalperioden 1961–1990. I sum for heile landet er gjennomsnittleg årleg nedbør i underkant av 1500 mm. Av dette fordampar omkring 350 mm, slik at gjennomsnittleg avrenning blir 1140 mm ("Avrenningskart for Noreg. Årsmiddelverdiar for avrenning 1961-90". NVE-dokument 2-2002).

Kartet viser at kystnære område har høgare avrenning enn område lenger inn i landet. Avrenninga i kystområdet aukar raskt med avstanden frå havet og er større enn 4000 mm/år i dei fuktigaste områda på Vestlandet og i Nordland. Aust for vasskiljet minkar avrenninga. I Østlandsområdet og på Finnmarksvidda ligg avrenninga stort sett mellom 250 og 1000 mm. I dei tørreste områda i landet er avrenninga mindre enn 250 mm/år.

4.2.2 *Vassføringsvariasjonar over året*

Dei naturlege variasjonane i vassføringa gjennom året har også mykje å seie for drifta og lønnsemda til eit kraftverk. Kjem vatnet når behovet for kraft er stort og prisane er høge? I norske vassdrag vil sesongvariasjonane i vesentleg grad komme an på avstanden frå kysten, høgd over havet og breiddgrad. Det sesongmessige variasjonsmønstret dannar grunnlaget for inndelinga i hydrologiske regime, som vist i Figur 2. Kartet er grovt og må berre lesast som rettleiande. Kva regime eit konkret prosjekt tilhører, må vurderast spesielt med utgangspunkt i avrenningskarakteristikken for det aktuelle nedbørfeltet.

4.2.3 *Kunnskap om det hydrologiske ressursgrunnlaget i nedbørfeltet for kraftverket*

Når ein skal skildre det hydrologiske ressursgrunnlaget, tek ein utgangspunkt i målingar av vasstand/vassføring. NVE har i drift eit hydrologisk stasjonsnett som mellom anna inneheld vel 550 stasjonar for vasstand/vassføring. I tillegg finst det data frå fleire stasjonar som er nedlagde, men som likevel kan vere av interesse ved planlegging av kraftverk. Alle data er lagra i NVEs hydrologiske database HYDRA II. Plasseringa til stasjonen er mellom anna teikna inn på NVE-Atlas (atlas.nve.no.).

Opplysingar om alle vassføringsstasjonar som eksisterer eller har eksistert i heile Noreg er samla i tre rapportar:

- Vassføringsstasjonar i Midt- og Nord-Noreg, NVE-Oppdragsrapport 2005:18
- Vassføringsstasjonar på Vestlandet, NVE-Oppdragsrapport 2006:17
- Vassføringsstasjonar på Austlandet og Sørlandet, NVE-Oppdragsrapport 2007:2

I desse rapportane er det mellom anna gitt ei samla oversikt over alle vassføringsstasjonar med nedbørfelt mindre enn 20 km², og stasjonar med dataseriar som er lengre enn 50 år. Rapportane kan tingast frå biblioteket i NVE eller lastast ned via internett.

For småkraftverk finst det i dei aller fleste tilfelle ikkje hydrologiske målingar i nedbørfeltet som skal byggjast ut. Analysane må difor basere seg på ein dataserie frå ein representativ samanlikningsstasjon. I denne samanhengen er det viktig å samanlikne feltparametra til kraftverket og sammenligningsstasjonane. Kriteria for val av representativ samanlikningsstasjon er skildre under. I tillegg blir det fokusert på verdien av å gjere direkte målingar i vassdraget.

Det er også utarbeidd eit skjema for dokumentasjon av hydrologiske tilhøve, som skal brukast ved søknader om utbygging av småkraftverk. Dette finn ein på: www.nve.no under informasjon "Om små kraftverk".

4.2.4 Nedbørfelt og felteigenskapar

Med nedbørfeltet til kraftverket meiner vi det arealet som avgir vatn til inntaket for kraftverket. Eit nedbørfelt blir ofte skildre ved hjelp av feltparametrar som areal, avrenning, innsjøprosent eller effektiv innsjøprosent, høgdetilhøve, breprosent, snaufjellprosent og hydrologisk regime. Alle desse tilhøva er med på å karakterisere hydrologien til feltet og er såleis relevante å studere før ein planlegg å utnytte vatnet til kraftproduksjon.

4.2.5 Ein representativ samanlikningsstasjon

Ein representativ samanlikningsstasjon bør ha feltparametrar som er nokolunde samanfallande med nedbørfeltet til kraftverket. Dersom samanlikningsstasjonen har større nedbørfelt eller større effektiv sjøprosent, tyder det at vassføringa blir jamna ut og at sjølvreguleringsevna er større. Dette gir seg vidare utslag i at varigheitskurva (Figur 14) kan gi eit for optimistisk bilet av kor mykje vatn som faktisk kan brukast til kraftproduksjon. Snaukjellprosenten er også med på å bestemme kor rask responsen i feltet er. Vidare er høgdetilhøve og hydrologisk regime avgjeraende for korleis vassføringa fordeler seg over året. Er det hyppige regnflaumar om hausten, eller dominerer snøsmelteflaumen om våren? Er lågtvatnperioden lang og samanhengande i vinterhalvåret når straumforbruket er størst, eller er det sommaren som byr på dei lågaste vassføringane? Dersom det er ein bre av ein viss storleik i nedbørfeltet, er det viktig å ta omsyn til dette, fordi breen avgir store mengder vatn om sommaren, i motsetning til nedbørfeltet utan bretilsig.

Datakvalitet og lengda på serien er også med å bestemme kva for stasjon som blir vald. Helst 20–30 år med data bør ligge til grunn. Felta til stasjonen må vere uregulerte, slik at alle data viser dei naturlege vassføringsvariasjonane i nedbørfeltet.

4.3 Direkte måling av vassføring

Det blir tilrådd å gjere direkte målingar i utbyggingsvassdraget i minst 3 til 5 år for å redusere uvissa ved å bruke ein samanlikningsstasjon. Slike målingar kan gi betre innsikt i tilhøva både når det gjeld totalavrenninga og variasjonane gjennom året. I tilfelle der det ikkje finst ein eigna representativ stasjon, er direkte målingar einaste utveg for å få innsikt i dei hydrologiske tilhøva. Basert på direkte målingar kan ein finne korrelasjon med andre, lengre måleseriar med overlappande måleperiode. På denne måten kan ein kartlegge kva målestasjon som best representerer hydrologien i det aktuelle utbyggingsfeltet, både når det gjeld langtidsavrenning (normalavløp) og variasjonar over året.

Kostnadene for bygging og drift av målestasjonar må finnast i kvart tilfelle. Det blir tilrådd å bruke fagmiljø med god hydrologisk kompetanse til både planlegging, etablering og drift av ein målestasjon for vasstand/vassføring.

4.3.1 Prinsippet for ein målestasjon

Måling av vassføring i eit vassdrag skjer ved registrering av *vasstanden* over tid på ein eigna målestad. Prinsippet byggjer på at det er eit ein tydig tilhøve mellom vasstand og vassføring på målestaden, og dermed kan registrerte vasstandar konverterast til vassføringar via ein funksjon eller kurve som kallast vassføringskurva. Eit eksempel på ei slik kurve er vist i Figur 3. For å få ei god vassføringskurve må ein gjere fysiske målingar av vassføringa ute i vassdraget ved både lave, middels og høge vasstandar. For å få ein representativ måleserie av vassføringa i vassdraget, bør ein registrere vasstanden med ein dataloggar over ein periode på minst tre til fem år, og helst lengre om mogeleg. Dette bør gjerast for å unngå at ein til dømes berre har målingar frå ein periode med mange tørre eller svært fuktige år.

Vasstanden blir målt oppstraums måleprofil. Det er mange tilhøve som må vere oppfylte for å få eit godt måleprofil. Vassflata ved målestaden må vere roleg. Lågaste og høgaste vasstand må vere lette å registrere og endring i vassføring må gi raskt utslag på høgdeskalaen. Det må vere stabile grunntilhøve i profilet og stabile hydrauliske tilhøve ved stor og lita vassføring. Istilhøva må vere gunstige. Det bør helst vere isfritt. Tilgjenge til målestaden bør vere lett.

Finn ein ikkje ein stad i elva med eit naturleg måleprofil, kan ein byggje ein måledam. Ei slik løysing blir vanlegvis ikkje tilrådd, sidan ho er både komplisert og kostbar å bygge. Fordelen kan vere at dersom profilet blir rett bygd, til dømes med rett v-form, er det ein allereie kjend samanheng mellom vasstand/vassføring, slik at det ikkje er naudsynt med vassføringsmålingar (Figur 4). Slike måledammar krev også vedlikehald for å fungere godt over tid.

4.3.2 Instrumentering av målestasjonen

Det er viktig å montere ein fastmerkebolt, som er referansen for høgdemålingane på stasjonen. Han bør plasserast så nær stasjonen som mogeleg og i fast fjell. Han kan anten referere til eit lokalt eller eit offisielt høgdesystem (Figur 5).

Vidare må det monterast ein dataloggar og/eller ein skala. Vasstanden kan anten lesast av manuelt på ein skala festa i vatnet, eller ein kan bruke eit sjølvregistrerande instrument (dataloggar med eller utan fjernoverføring). Det siste er det beste sidan ein vil kunne få god tidsoppløysing og ein kontinuerleg historikk for vasstanden. Ved val av målestad og plassering av måleutstyr er det viktig å ta omsyn til at både små og store vassføringar blir registrerte. Opplysinga på registrert vasstand bør vere så god som mogeleg, og registreringshyppigheita må vere minst ein gong i døgnet. For å få hyppige vasstandsmålingar blir det tilrådd å bruke dataloggar framfor manuelle avlesingar.

4.3.3 Måling av vassføring

Det finst i dag fleire metodar for måling av vassføring. Felles for alle er at målingane må utførast av kvalifisert personell og med eigna utstyr. Ein må velje metode ut frå storleiken, hydraulikken og tilgjengenget til elva.

4.3.4 Bruk av den etablerte dataserien

Ved hjelp av ein representativ stasjon kan ein etablere ein dataserie som skildrar tilsiget til kraftverket. Dette blir gjort ved å multiplisere vassføringsdata i m^3/s frå den representative serien med tilhøvet mellom normalvassføringa i m^3/s (gjennomsnittleg årsavløp for perioden 1961–90) for nedbørsfeltet til kraftverket og den representative stasjonen.

Den etablerte dataserien kan brukast direkte til å illustrere venta variasjonar i vassføringa for kraftverket. Dataserien kan også brukast til å finne gunstig turbinyting. Val av optimal turbin er eit spørsmål om balansen mellom å utnytte mest mogeleg av vassmengda og kostnadene ved ulike typar maskiner.

Dataserien kan også brukast for å rekne ut faktisk nyttbart vassvolum for kraftverket. For kraftverk utan magasin vil ein få flaumtap når vassføringa er større enn den maksimale slukeevna til kraftverket. Tilsvarande vil ein få eit vasstag når vassføringa er mindre enn den minste vassføringa turbinen kan nytte seg av.

4.4 Tilrettelegging av hydrologiske data. Eksempel.

Observasjonar og registreringar over ein lang periode er grunnlaget for kunnskap om ressursgrunnlaget. Tilrettelegging av hydrologiske data er illustrert ved å ta utgangspunkt i tilhøva ved stasjonane 82.4 Nautsundvatn i Guddalsvassdraget og eit høgareliggende felt i innlandet 16.75 Tannsvatn i Skiensvassdraget. Nautsundvatn ligg i eit overgangsregime i Sogn og Fjordane, medan Tannsvatn er eit høgtliggende felt med eit typisk innlandsklima. Figur 6 viser kart over dei 2 nedbørfelta med tilhøyrande feltparametrar.

4.4.1 Tilgjengeleg vassmengd

Ved hjelp av avrenningskartet (Figur 1) kan ein rekne ut gjennomsnittleg vassmengd for alle nedbørfelt i Noreg. Avrenningskartet brukar normalperioden 1961–1990 som referanseperiode og har ei uviss på minst $\pm 20\%$. For små nedbørfelt ($< \text{ca. } 20 \text{ km}^2$) er uvissa ofte større. Det er fornuftig å sjekke avrenningskartet i området der det er planlagt eit inngrep, mot observerte data frå nærliggjande målestasjonar. Det vil gi eit betre grunnlag for vurdering av uvissa.

For Nautsundvatn gir avrenningskartet ei middelavrenning på ca. 96 l/s km^2 , som gir ei normalvassføring på $18,9 \text{ m}^3/\text{s}$. For Tannsvatn gir avrenningskartet 23 l/s km^2 , som tilsvarer $2,67 \text{ m}^3/\text{s}$. Berekna middelvassføring for perioden 1961–90, basert på observerte data frå stasjonane, gir $18,8 \text{ m}^3/\text{s}$ og $2,64 \text{ m}^3/\text{s}$. Det tilseier at avrenningskartet gir gode estimat for desse to nedbørfelta.

Eksemplet over viser også at i gjennomsnitt over mange år har kystfeltet Nautsundvatn meir enn 4 gonger så mykje vatn tilgjengeleg per arealeining (l/s km^2) som innlandsfeltet Tannsvatn.

4.4.2 Sesongvariasjonar

Figur 7 viser korleis vassføringa varierer gjennom året. Sesongvariasjonane er illustrerte ved å vise eit gjennomsnitt av døgnvassføringane (gjennomsnitt for fleire år) for perioden 1961–1990. For innlandsfeltet Tannsvatn er det i gjennomsnitt størst vassføring i smelteperioden om våren, medan Nautsundvatn, som ligg i eit overgangsregime relativt nær kysten, har ein jamnare fordeling gjennom året. For begge felt kan det vere lågtvassperiodar både sommar og vinter. For Tannsvatn er likevel lågtvassperioden utover vinteren årvisss fordi det meste av nedbøren då fell som snø.

Figur 8 viser at det for Nautsundvatn er flaumar både sommar, haust og vinter, medan det er mindre risiko for flaum om forsommaren og våren. For Tannsvatn er det vårflaumar som dominerer, men flaumar kjem også sommar og haust.

Variasjonane av vassføringa gjennom året er med på å setje fokus på ei sentral problemstilling: Har vi nok vatn til rett tid? I kystfeltet kjem det fram at sjølv om vassføringa varierer mykje frå ein dag til neste, så er ikkje variasjonane gjennom året like synlege som for innlandsfeltet. Det tyder til dømes at eit kraftverk nær kysten vil kunne ha ein større del av kraftproduksjonen om vinteren enn eit kraftverk i innlandet, i alle fall når det er reine elvekraftverk, dvs. at kraftverket ikkje har noko magasin.

Figur 8 viser gjennomsnittet over ein lang periode. Vassføringane for eit einskild år kan sjå heilt annleis ut. Eksempel på dette er vist i Figur 9.

4.4.3 Variasjonar frå år til år

Avrenningskartet gir som sagt eit bilet på kor mykje vatn ein har til disposisjon i gjennomsnitt. Avrenninga kan likevel variere ganske mykje frå år til år, slik som Figur 10 viser. I desse eksempla varierer vassføringa meir enn 50 % i høve middelavrenninga. For eit kraftverk utan stort magasin må ein rekne med omlag like stor variasjon i produksjon frå år til år.

Figur 10 illustrerer også at fleire vassfattige eller fleire vassrike år kan komme etter kvarandre. Dei økonomiske marginane i eit prosjekt må difor ta høgd for at kraftverket i oppstartsåra kan ha tilsig lågare enn gjennomsnittet over ein lang periode. Vidare blir også viktigheita av av å bruke tilstrekkeleg mange år med data illustrert. Dette er viktig for å få ein realistisk middelverdi. I tillegg kjem langtidsvariasjonane tydelegare fram.

4.4.4 Representativ målestasjon, storleiken på nedbørfeltet

For å illustrere korleis eit relativt stort nedbørfelt utjamnar vassføringa i større grad enn eit lite felt er observasjonar frå målestasjonane 82.4 Nautsundvatn og 80.4 Ullebøelv samanlikna. Nedbørfeltet til Ullebøelv er 8,4 km² og for Nautsundvatn 196 km². Desse nedbørfelta grensar mot kvarandre og er vist på kart i Figur 11. I Figur 12 er vassføring i l/s km² vist for dei to stasjonane gjennom ein haustperiode.

Både feltet til Ullebøelv og Nautsundvatn strekkjer seg frå omkring 2–300 til ca. 900 moh. Ullebøelv har ein større del av feltet over 5–600 moh., slik at delen snaufjell her er nesten 80 %, medan den er drygt 40 % for Nautsundvatn. Samtidig er det relativt sett større innsjøar i nedbørfeltet til Nautsundvatn (effektiv innsjøprosent 2,7 %) enn i feltet til Ullebøelv (effektiv innsjøprosent ca. 1,1 %). Desse tilhøva, saman med storleiken på nedbørfeltet, fører til at vassføringa per arealeining varierer meir frå dag til dag i Ullebøelv enn Nautsundvatn. Gjennomsnittleg årsavrenning (1961–90) er likevel omtrent den same, med 100 l/s km² i Ullebøelv og 97 l/s km² for Nautsundvatn.

Figur 12 illustrerer at flaumtoppane målt i l/s km² jamt over er større i Ullebøelv enn for Nautsundvatn. Samstundes går også vassføringa raskare ned slik at lågvassføringane blir mindre i Ullebøelv.

Det vil seie at ved bruk av eit relativt stort nedbørfelt ved planlegging av småkraftverk, vil ein stå i fare for å undervurdere den vassmengda som går tapt i flaum. Samtidig vil ein undervurdere kor mange dagar kraftverket må stå fordi tilsiget er mindre enn minste slukeevne. Dette er også kommentert under kapitlet om bruk av varigheitskurver. Bruk av ”feil” grunnlag vil også kunne påverke storleiken på eit eventuelt minstevassføringspålegg.

4.5 Varigheitskurva og utrekning av nyttbart produksjonsvolum

Ei varigheitskurve viser kor stor del av tida som vassføringa er større eller mindre enn ein viss verdi. Alle dei daglege vassføringane i tidsserien er sorterte frå høgaste til lågaste verdi. Med utgangspunkt i varigheitskurva kan det lagast kurver som viser kor stor del av vassmengda som går tapt ved flaum eller fordi tilsiget er mindre enn den minste slukeevna til kraftverket. Det kan utarbeidast varigheitskurver både for sesongar og heile året.

4.5.1 Bruk av varigheitskurva for å dimensjonere eit kraftverk

Varigheitskurva er eit godt hjelpemiddel for å finne driftstid og dimensjonere eit kraftverk. Med dimensjonering meiner vi her ved kva vassføringar turbinen kan produsere kraft, dvs. største og minste slukeevne. Når eit kraftverk skal planleggjast, må difor kostnadene ved valt turbintype og storleik vegast opp mot forventa produksjon. Produksjonen er på sin side avhengig av kor stor del av den tilgjengelege vassmengda som kan nyttast.

Nedanfor er det vist eit eksempel på tolking av ei varigheitskurve. Figur 13 viser varigheitskurva (den raude kurva) for heile året, med utgangspunkt i dataserien til 80.4 Ullebøelv. Ofte blir varigheitskurver plotta med relative vassføringar på y-aksen, det vil seie vassføring i prosent av middelavløpet. For å gjøre grafen lettare å lese er figuren ”kutta” for vassføringar større enn 3 gonger middelavløpet.

For Ullebøelv er det brukt daglege data frå nesten 40 år (1971–2007). Middelvassføringa for denne perioden er $0,87 \text{ m}^3/\text{s}$. Den raude kurva, varigheitskurva, viser at i omkring 27 % av tida har vassføringa vore større enn middelavløpet, det vil seie at vassføringa har vore større enn $0,87 \text{ m}^3/\text{s}$ i gjennomsnitt ca. 100 dagar/år. Vidare har vassføringa vore større enn 2 gonger middelavløpet eller ca. $1,7 \text{ m}^3/\text{s}$, i gjennomsnitt ca. 15 % av tida (ca. 55 dagar/år).

Figur 13 inneholder også ei blå kurve som blir kalla ”slukeevne”. Denne viser kor stor del av den totale vassmengda eit kraftverk kan utnytte, avhengig av den maksimale slukeevna til turbinen. Eksempelvis vil ein turbin som er dimensjonert for å utnytte 2 gonger middelvassføringa, kunne utnytte i gjennomsnitt 66 % av den totale vassmengda til kraftproduksjon frå feltet til Ullebøelv. Dei resterande 34 % vil gå tapt ved flaumar. Likevel føreset dette at kraftverket kan gå uansett kor låg vassføringa er. Dette er som regel ikkje tilfelle. Verdien må korrigeras for tapt vatn i den tida turbinen må stå på grunn av for lite tilsig. Til dette kan ein bruke den grøne kurva i Figur 13, ”sum lågare”. Denne viser kor stor del av vassmengda som går tapt når vassføringa går under den minste slukeevna til kraftverket. Eksempelvis vil omkring 10 % av vatnet gå tapt dersom kraftverket må stanse når vassføringa går under 50 % av middelvassføringa, eller 25 % av slukeevna.

Med dette eksemplet ville kraftverket kunne nyttiggjere seg 56 % av den totale vassmengda (34 % flaumtap og 10 % lågvatntap). Ei eventuell minstevassføring er ikkje medrekna og må også trekkejast frå. Eit lite inntaksmagasin vil kunne redusere flaumtapet og auke den nyttbare vassmengda.

Bruk av data frå Nautsundvatn (Figur 14) i staden for frå Ullebøelv gir, med same føresetnader som i eksemplet over, eit estimert flaumtap på ca. 20 %. Dermed aukar estimatet for vassmengda som kan brukast til kraftproduksjon, frå 56 % til nesten 70 %. Det skuldast at Nautsundvatn, som skildra tidlegare, har eit større nedbørfelt og ei meir utjamna vassføring enn Ullebøelv.

4.6 Vassføringar i lågvatnperioden

Ved vurdering av mellom anna minstevassføringspålegg er det viktig å ha opplysingar om lågvassføringar frå feltet som er planlagt utbygd. I vannressursloven § 10 heiter det mellom anna:

”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.”

Normal lågvassføring blir rekna ut frå data frå ein representativ målestasjon. Ein bør ha minst 15–20 år med data (”Lavvannskart for Norge”; NVE-oppdragsrapport A, 2008:5). Normal lågvassføring blir rekna ut frå data som dekkjer heile året, og kan ikkje reknast ut for sesongar.

I kystnære strøk vil som regel dei lågaste vassføringane vere om sommaren. I slike felt vil normal lågvassføring vere ei vanleg låg sommarvassføring. I brevassdrag, i høgfjellet og mange stader i innlandet er likevel dei lågaste vassføringane vanlegvis seint på vinteren. Her vil difor vanleg lågvassføring ofte vere ei uvanleg låg sommarvassføring.

Det tyder at når ein også skal ta omsyn til økologiske tilhøve i vassdraget ved vedtak av minstevassføring, er det også behov for sesongbaserte lågvassføringar. Det blir difor berekna 5-persentilar for sommar- og vintersesong. Det vil seie den vassføringa som går under grensa i gjennomsnitt 5 % av tida om vinteren og sommaren. Vintersesongen er som regel definert som 1. oktober til 30. april, og sommarsesongen som 1. mai til 30. september.

Ved bruk av data frå Ullebølv og Nautsundvatn, som begge ligg i eit overgangsregime (sjå Figur 2), er vanleg lågvassføring rekna ut til ca. 4 og 5 l/s km². Ullebølv, som både har eit mindre felt og færre innsjøar i feltet, har lågast verdi. At forskjellen mellom dei ikkje er større, skuldast sannsynlegvis at dei ligg i eit nedbørsrikt område, der langvarige tørkeperiodar er sjeldne. Til samanlikning er 5-persentilen for Ullebølv for sommarsesongen omkring 6 l/s km², medan den er på nivå med vanleg lågvassføring i vintersesongen.

I tillegg til at ein kan finne verdiane for lågvatn ved hjelp av ein representativ stasjon, er det mogeleg å gjere slike utrekningar også basert på feltkarakteristikkar som mellom anna er skildra i rapporten ”Lavvannføring - estimering og konsesjonsgrunnlag”, NVE-rapport Miljøbasert vassføring, 2002:1. Det er i NVE også starta eit arbeid med utvikling av ein GIS-basert applikasjon for utrekning av verdiar for lågt vatn (”Lavvannskart for Noreg”; NVE-oppdragsrapport A, 2008:5). Dette vil også kunne bli eit verdifullt supplement ved slike utrekningar i åra framover.

4.7 Flaumvassføringar

Ved planlegging av eit kraftverk er det viktig å også vurdere flaumtilhøva. Dette må gjerast av omsyn til dimensjonering av inntaksdam, plassering av kraftverk og vurdering av til dømes erosjonstilhøve. For å vurdere kor store flaumar som kan komme blir det ofte brukt data frå ein aktuell representativ stasjon. Det er svært stor variasjon i flaumtilhøva i Noreg, både når det gjeld sesong og intensitet.

Gjennomsnittleg flaum er definert som gjennomsnittet av største vassføring kvart år i løpet av ei lang årekke. Til dømes er gjennomsnittleg flaum for målestasjonen 16.75 Tannsvatn, som ligg i indre delar av Telemark, drygt 200 l/s km², medan han er nesten 1300 l/s km² for målestasjonen 80.4 Ullebølv, nord for Sognefjorden.

Vanlegvis blir flaumanalysar utførte ved bruk av døgndata. Flaumverdiane for Tannsvatn og Ullebølv, som er referert over, er døgngjennomsnitt. For små felt med litra sjølvregulering kan maksimalvassføringa ved flaum vere 2–3 gonger større enn døgngjennomsnittet.

I NVE-Rettleiar 2006:2; ”Små dammer. Veileder for planlegging, bygging og vedlikehold” er mellom anna flaumtilhøve skildra meir detaljert. I denne rettleiaren finn ein også råd om dimensjonering av flaumløp. Det blir tilrådd at flaumanalysar blir utførte av personar med god hydrologisk kompetanse.

4.8 Usikkerheit i det hydrologiske grunnlaget

Det hydrologiske grunnlaget inneholder fleire kjelder til usikkerheit som utbyggjaren bør vere klar over:

- Avrenningskartet som estimerer gjennomsnittleg avrenning, har ei usikkerheit på minst $\pm 20\%$. I små felt kan usikkerheita vere større.
- Det hydrologiske datagrunnlaget baserer seg på målingar av vasstand som deretter blir rekna om til vassføring ved bruk av ei vassføringskurve. Vassføringskurva er vanlegvis basert på samtidige observasjonar av vasstand og fysiske vassføringsmålingar ute i elva. Det er usikkerheit knytt til både vasstandsregistrering og omrekning av vasstand til vassføring via vassføringskurven.
- Det er også usikkerheit knytt til val av representativ samanlikningsstasjon. Dersom nedbørfelta til samanlikningsstasjonen og kraftverket har ulike sjølvreguleringsevner eller ulik fordeling av vatn over året, vil ein kunne ”bomme” både ved dimensjonering av kraftverket si slukeevne og ved utrekning av flaum- og lågvassføringar.
- Usikkerheita som er knytt til små felt ($< ca. 20 \text{ km}^2$), blir spesielt nemnt. For små felt er det spesielt vanskeleg å finne gode samanlikningsstasjonar, mellom anna fordi det ikkje er så mange målestasjonar med små nedbørfelt. Bruk av samanlikningsstasjon med ”for stort” nedbørfelt vil ofte føre til at ein både underestimerer flaumtap og dagar som kraftverket må stå som følgje av for lite tilsig.

4.8.1 Reduksjon av usikkerheit

Ved å måle over fleire år i det aktuelle feltet kan usikkerheita reduserast. Det er likevel viktig at målingar blir gjennomførte på ein kvalitetsmessig god måte. Dette gjeld både ved eventuell bygging av måledam, oppfølging av målestasjonen under drift og ved handsaming av data i ettertid.

Usikkerheita kan også reduserast ved å analysere med fleire metodar. Til dømes ved utrekning av lågvassføringar, både ved å:

- analysere data frå fleire representative stasjonar
- bruke modellar baserte på nedbørfeltkarakteristikkar

4.9 Verknadar på hydrologi og miljøhydrologiske tilhøve

Småkraftverk utnyttar ofte relativt konsentrerte fall i eit lite vassdrag. Det er ofte eit mindre sidevassdrag som blir bygd ut. Av og til er det fleire småkraftverk med utløp relativt nært kvarandre i same hovudelv/hovudvassdrag. Det er nesten alltid eit lite inntaksmagasin/basseng, men det er sjeldan lagt opp til magasinering av vatn. Inntaksmagasinet/bassenget bidreg til gode driftstilhøve.

Det er avgjerande for lønnsemda at turbinen er best mogeleg tilpassa til vassføringsvariasjonane i elva. For å kunne gjere eit godt val er det difor viktig med gode hydrologiske opplysingar. Når vassføringa er større enn kapasiteten til turbinen, vil vatnet renne forbi i det naturlege elveløpet. Når vassføringa er mindre enn kapasiteten, vil elva vere tilnærma tørr dersom det ikkje er pålagd ei minstevassføring. I tillegg vil turbinen måtte stå dersom vassføringa er mindre enn den minste vassføring turbinen reint teknisk kan utnytte.

Dette fører til at elva mellom inntaket og utløpet av kraftstasjonen vil vere tilnærma tørrlagt i periodar, eventuelt ha pålagd minstevassføring.

Ved vurdering av hydrologiske tilhøve og miljøhydrologiske verknader blir vassdraget delt i tre hovudområde:

- Ovanfor inntaket
- Mellom inntaket og utløpet frå kraftstasjonen
- Nedanfor utløpet frå kraftstasjonen.

Hydrologi og miljøhydrologiske tilhøve omfattar her følgjande parametrar:

- Vasstand og vassføring
- Grunnvatn
- Istilhøve
- Vasstemperatur
- Sediment- og materialtransport, erosjon

Avgjerda om omfanget og storleiken på utbygginga, anten ho er konsesjonspliktig eller ikkje, vil komme an på:

- Totale kostnadar
- Inntekter, dvs. kraftproduksjon
- Verknadar på miljøet

Her er ei mest mogeleg rett vurdering av hydrologiske tilhøve heilt avgjerande.

Produksjonsmessig og samfunnsmessig kan det vere fornuftig å etablere eit reguleringsmagasin også i tilknyting til små kraftverk. Dette vil mellom anna redusere flaumtap og problem knytte til is- og sedimenttilhøve.

4.10 Overflatehydrologi

Kunnskap om vassføringer er ein føresetnad for all planlegging av vasskraftverk og for vurdering av verknadar på miljøet. Naturlege overflatehydrologiske tilhøve i feltet blir dokumenterte ved å analysere data frå den representative stasjonen ein har valt.

4.10.1 Ovanfor inntaket

Ovanfor inntaket blir det ingen vassføringsendringar med mindre det er planlagt andre inngrep, som magasin, overføringer osb. lenger opp i vassdraget.

4.10.2 Mellom inntaket og utløpet av kraftstasjonen, minstevassføring og restvassføring

På strekninga mellom inntak/inntaksdam og utløpet frå eit kraftverk vil vassføringa bli redusert. For å sjå kor stor denne endringa blir, blir vassføringa plotta før og etter den planlagde utbygginga. Vassføringa rett nedstraums inntaket blir redusert med opptil største slukeevne for turbinen. Ved vassføringer opp til denne verdien blir elva nedanfor tilnærma tørr. Ved vassføringer mindre enn turbinen reint teknisk kan utnytte, vil vatnet gå i elva dersom det ikkje finst magasineringsmogelegeheter. Er det magasineringsmogelegeheter, vil vatn kunne lagrast og brukast i meir kortvarige køyringar med vassføring tilpassa turbinen.

Eventuelle vatn og kulpars på denne strekninga vil få reduserte vasstand. Dette kan kompenserast ved å etablere tersklar.

Dersom tiltaket ikkje er konsejsjonspliktig, er det krav om ei minstevassføring som tilsvarer vanleg lågvassføring. Dersom det blir gjennomført ei konsejsjonsvurdering, fastset styresmaktene eit minstevassføringskrav. Dette er vanlegvis eit miljøbasert minstevassføringskrav som vektlegg dei naturlege vassføringsvariasjonane.

4.10.3 Nedanfor utløpet frå kraftstasjonen

Vassføringa blir ikkje påverka nedanfor utløpet frå kraftstasjonen dersom det ikkje finst magasineringsmogelegeheter. Reguleringsmagasin medfører at vassføringa nedstraums kraftverket blir noko utjamna over året i høve naturlege variasjonar, men det kan også medføre unaturleg store endringar dersom dei blir brukte til å halde igjen vatn til kortvarige køyringar med større vassføring (effektkøyring).

4.11 Markvatn og grunnvatn

På strekningar der vassføringa blir redusert, kan dette medføre periodevis redusert kapasitet i grunnvassførekommstar som kommuniserer med vassdraget. Normalt vil minstevassføringskravet vere tilstrekkeleg for omsynet til grunnvasstanden og til eventuelle grunnvassuttak langs vassdraget.

4.12 Istilhøve

For å kunne vurdere mogelege endringar i istilhøva er det ein føresetnad å ha kjennskap til dei noverande istilhøva i heile vassdraget, helst i ulike typar vintrar. Nedanfor er det omtalt generelle verknadar ved etablering av småkraftverk i vassdrag som vanlegvis blir islagde.

4.12.1 Ovanfor inntaket

Istilhøva ovanfor inntaksområdet vil ikkje endrast med mindre det er overføringer frå andre vassdrag eller andre greiner av vassdraget. Istilhøva ovanfor inntaksområdet er likevel helt avgjerande for istilhøva i sjølvre inntaksområdet og bør difor undersøkjast nærmare.

I ei strøymande elv blir det produsert sarr, som er små iskrystallar, når det er tilstrekkeleg kaldt. Sarret blir lagra i elveleiet og blir avsett på botnen som botnis og isdammar. På rolege parti blir det danna overflateis og etter kvart vil det meste av elva isleggast. Ved vêromslag eller auke i vassføringa kan isen losne og føre til isgang. Ismassane frå isgangen kan danne iskorkar som fører til at vatnet fløymer over isen oppstraums eller fører til skadar langs elva.

4.12.2 Inntaksområdet

Etableringa av ein inntaksdam vil kunne skape problem for istilhøva i inntaksområdet. Dette kan skje sjølv om det ikkje er registrert isproblem i vassdraget tidlegare. Spesielt vil is og sarr som blir ført med elva og tidlegare passerte vidare nedover, kunne stoppe opp i inntaksområdet. Det avheng av istilfôrselen ovanfrå, storleiken og utforminga av inntaksdammen og inntaket, i tillegg til vêrtilhøva, om dette vil gi problem. Dersom inntaksdammen ikkje er slagd, vil grinda i sterk kulde og vind kunne vere utsatt for underkjøling og tilfrysing.

Generelt vil eit stort inntaksmagasin og god dykking av inntaket vere gunstig for å redusere eller til og med unngå isproblem knytt til tilfôrsla av vatn til kraftstasjonen.

4.12.3 Mellom inntaket og utløpet av kraftstasjonen.

Om vinteren må ein rekne med at strekninga mellom inntaket og utløpet i lange periodar berre har tilsig frå restfeltet og eventuell pålagd minstevassføring. Dette kan føre til at elveleiet nokre stader kan bli fylt opp med svallis, og dette kan føre til overfløyming. Ved skiftande vêrtilhøve og rask auke i vassføringa kan isen losne og skape vanskar nedstraums. Tilsig frå og is i eventuelle sidebekker vil også kunne påverke istilhøva.

4.12.4 Nedanfor utløpet av kraftstasjonen

Nedanfor utløpet av kraftstasjonen vil det bli råk, større eller mindre avhengig mellom anna av lokale tilhøve og av driftsvassføringa.

4.13 Vasstemperatur

Ved små kraftverk utan reguleringmagasin blir vasstemperaturen som regel mest påverka på den utbygde strekninga mellom inntaket og utløpet frå kraftstasjonen. Verknaden kjem an på om vasstemperaturen ved inntaket har oppnådd likevekt med lufttemperaturen. Dette kjem igjen an på avstanden vatnet har tilbakelagt i friluft frå vasskjelder med vesentleg annan temperatur enn lufta, slik som bresmelting, snøsmelting eller grunnvatn.

Er det omtrent likevekt ved inntaket vil det normalt bli små endringar i vasstemperaturen på elvestrekninga mellom inntak og utløp. Dersom det er mange djupe kulpar eller elva går i eit gjel, er det observert at døgnvariasjonane blir reduserte på grunn av innblanding på strekninga gjennom kulpane. Middeltemperaturen gjennom døgnet blir derimot lite endra.

Dersom vasstemperaturen ved inntaket er vesentleg lågare enn lufttemperaturen, på grunn av kort veg frå kalde kjelder, vil ein om sommaren få ei større oppvarming på strekninga mellom inntak og utløp. Tilsvارande vil grunnvatn vere ei "varm" kjelde om vinteren, og vatna på den aktuelle strekninga blir raskare avkjølt. I begjelle vil døgnvariasjonane auke.

Vasstemperatur frå sidebekkar i området mellom inntak og utløp vil kunne dominere vasstemperaturen nedstraums samlopa.

Vasstemperaturen i driftsvatnet blir generelt endra lite på vegen mellom inntaket og utløpet, men om sommaren kan ein få oppvarming dersom vatnet blir transportert i mørke røy som er eksponert for sollys. Det vanlege er nedgravne røy eller tunnelar. Om sommaren går ein difor glipp av den oppvarminga ein

ville fått dersom vatnet hadde følgt elveløpet. Dette vil også påverke vasstemperaturen i elva eit stykke nedanfor utløpet frå kraftstasjonen.

Eit inntaksmagasin vil dempe døgnvariasjonar i vasstemperaturen, særleg dersom inntaket er djupare enn eit par meter og lengda på dammen er meir enn omlag 50 m. Dette vil komme an på kor stor vassføringa er. Det blir størst utjamning av temperaturen ved kombinasjonen av lita vassføring, stort magasin og djupt inntak. Ved relativt store magasin blir utjamninga merkbar over fleire døgn. Igjen forplantar verknaden seg nedstraums kraftverksutløpet.

4.14 Materialtransport og erosjon

Uttak av driftsvatn frå planlagt inntak/inntaksdam via rør/tunnel til kraftstasjon reduserer vassføringa nedstraums dammen, slik at transportkapasiteten for sedimenttransport blir redusert.

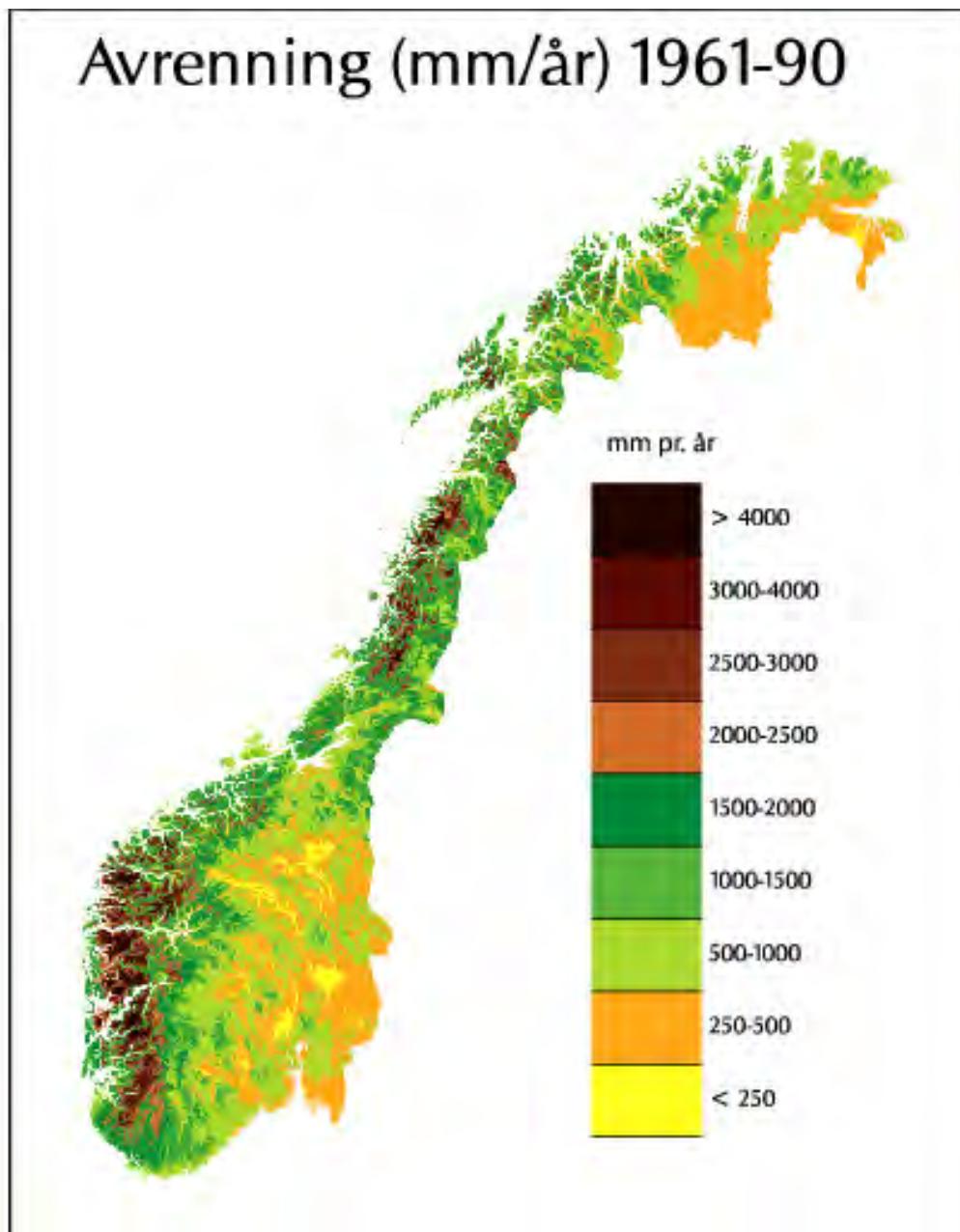
Tilførsel av sediment på denne strekninga kan føre til avsetning av materiale i visse fraksjonar, slik at samansetjinga av botnsedimenta blir endra. I visse vassdrag kan endringane bli så store at botnen hevar seg i høve det opphavlege botnprofilet. I bratte vassdrag med hyppige flaumar/overløp og lite tilførsel av sediment kan transportkapasiteten etter inngrep vere tilstrekkeleg til å unngå opphoping av sediment.

I område med tynt morenedekke eller bart fjell vil det vere små problem med sediment, men der det er tilførsel frå brear eller andre sedimentkjelder i feltet, bør konsekvensane vurderast.

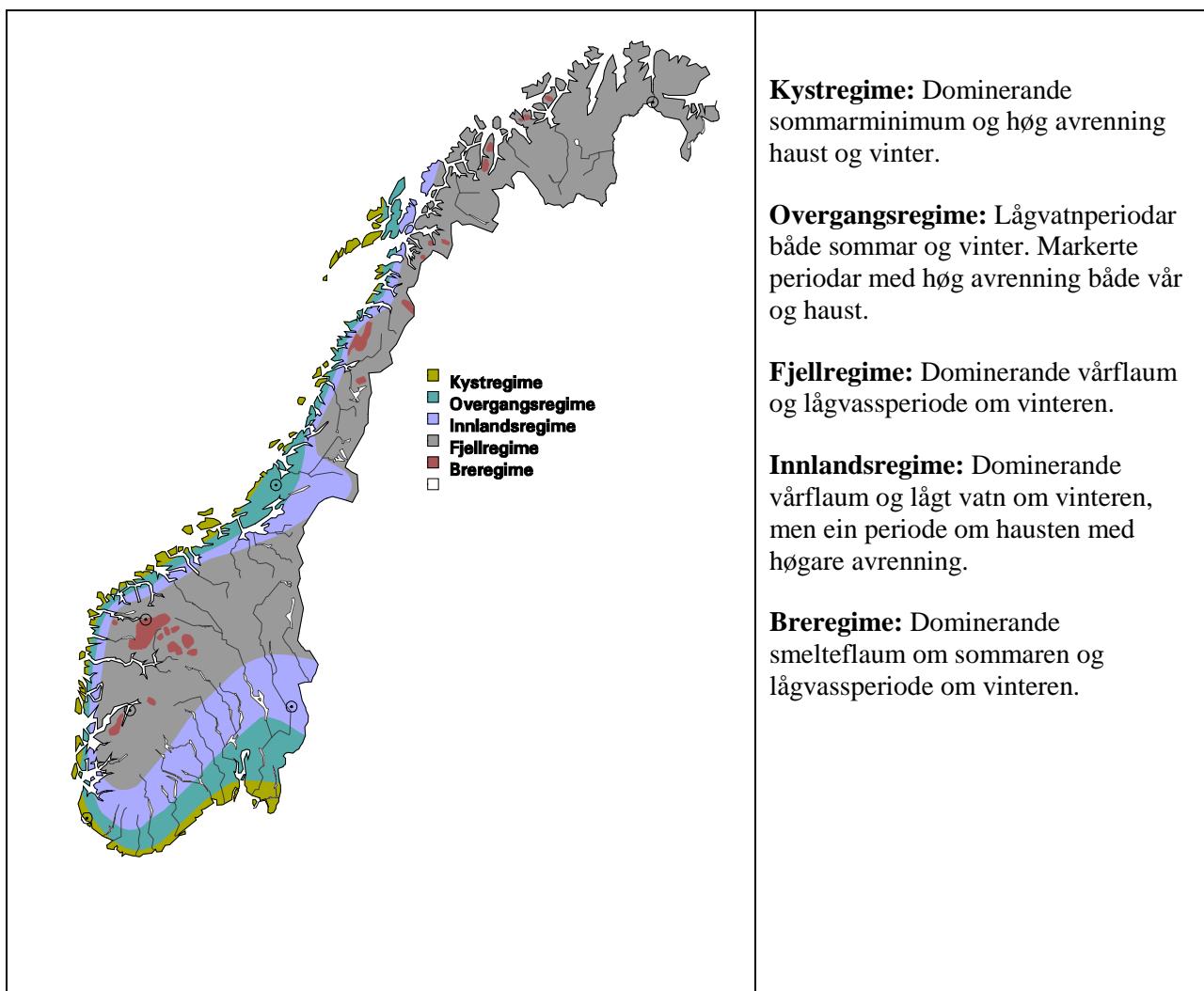
Frekvens og metode for tømming av sediment må vurderast ut frå sedimenttransporten oppstraums inntaksmagasinet. Spyling av sedimentasjonsbasseng vil kunne vere uehdlig på grunn av avsetning av sediment nedstraums. I samband med prosjekt der vassføringa nedstraums inntaket blir redusert, vil den negative effekten forsterkast ytterlegare på grunn av redusert transportkapasitet. Ved tømming av sediment bør ein vurdere deponering på landsida.

Opphoping av sediment og endring i samansetninga av botnsediment har svært ofte innverknad på gyttetilhøva til fisk. Botndyr og vassvegetasjon kan også påverkast. Det har vist seg at dette over tid kan få ein negativ effekt for fisken.

Ein må unngå erosjonsproblem i samband med tilbakeføring av driftsvatn til elveløpet.



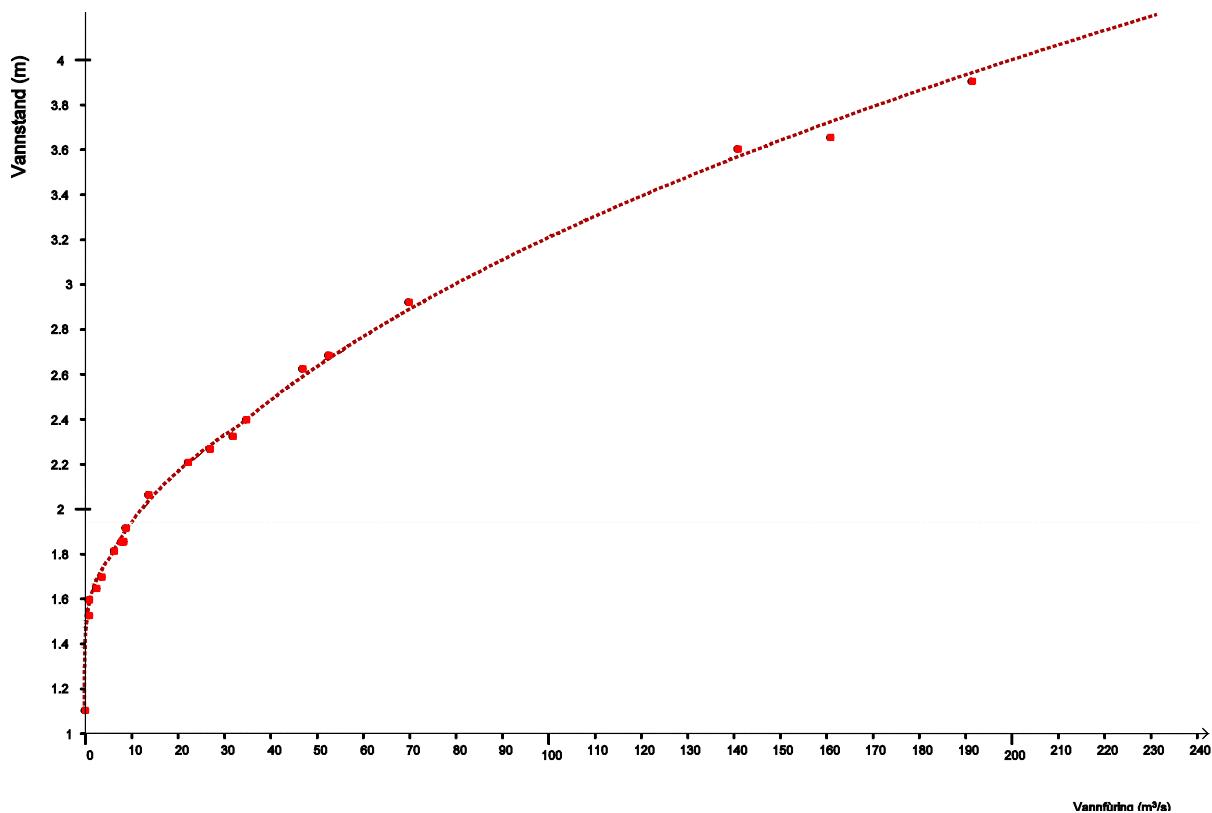
Figur 1.
Avrenninga i Noreg 1961–1990. NVE-dokument 2002:02, Avrenningskart for Noreg.



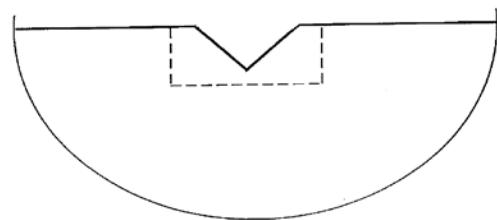
Figur 2.

Utbreiing og karakterisering av hydrologiske regime i Noreg.

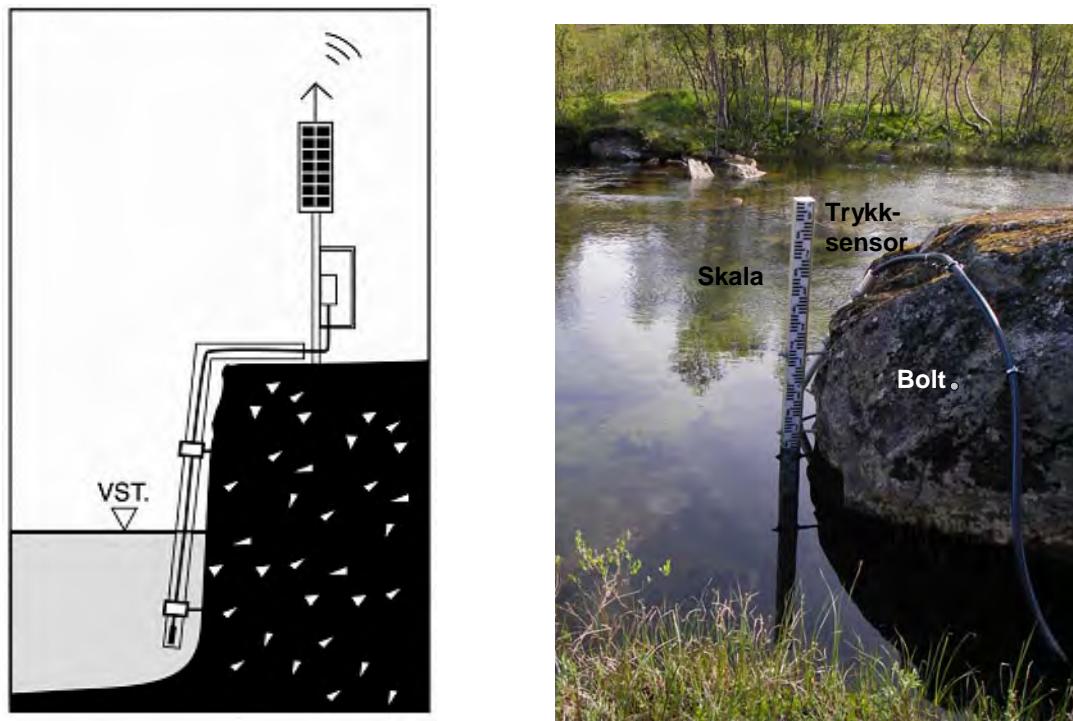
(Ref: Gottschalk, L., Jensen, J.L., Lundquist, D., Solantie, R., Tollan, A., 1979. Hydrologic regions in the Nordic countries. *Nordic Hydrology*, 10, 273-286.)



Figur 3. Eksempel på vassføringskurve. Y-aksen viser vasstand i m og x-aksen vassføring i m^3/s . Dei rauda punkta viser vassføringsmålingar som er utførte i felt, medan vassføringskurva som er utleidd frå desse målingane, er vist med raud stipla strek.



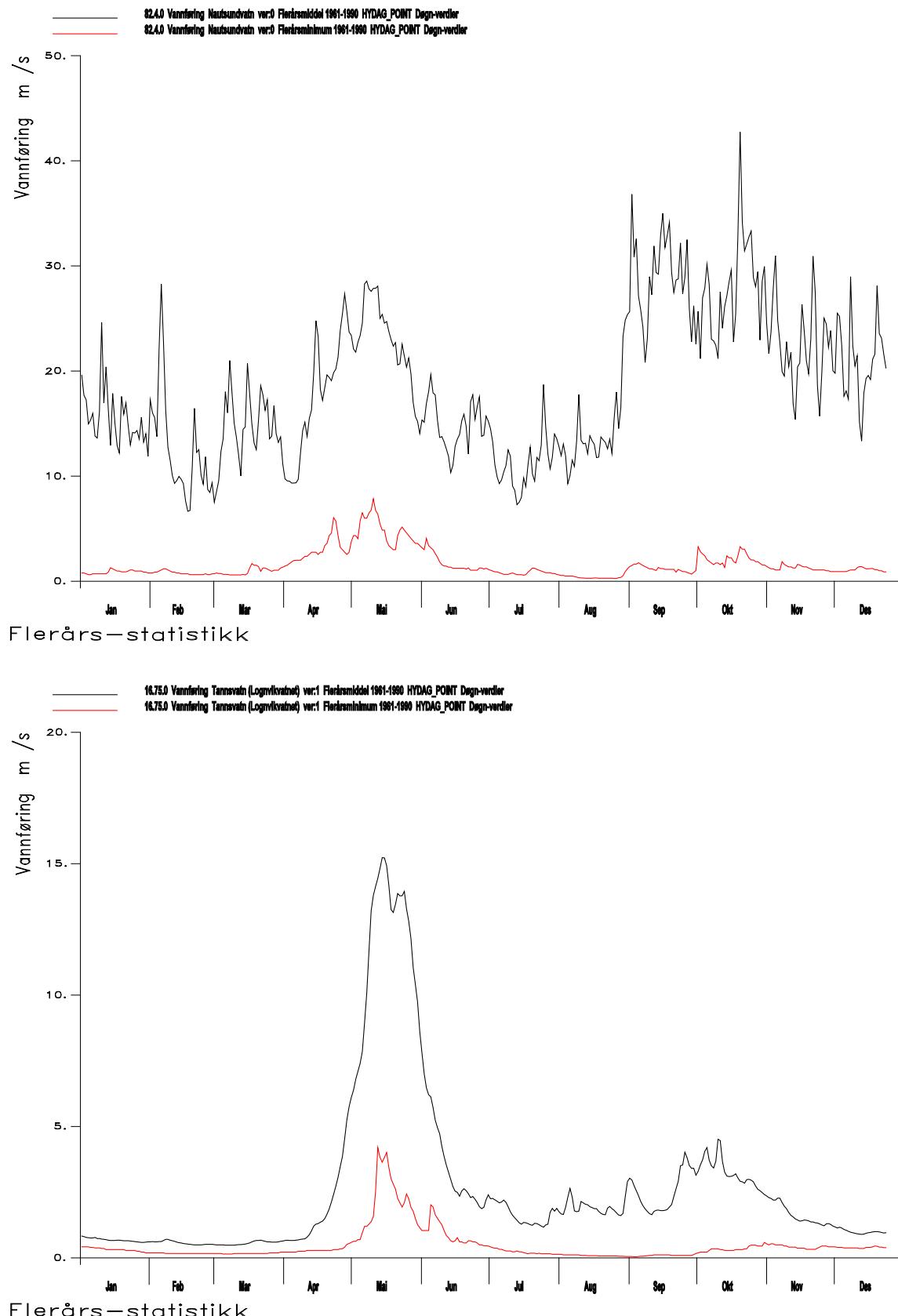
Figur 4 V-forma profil i ein kunstig måledam.



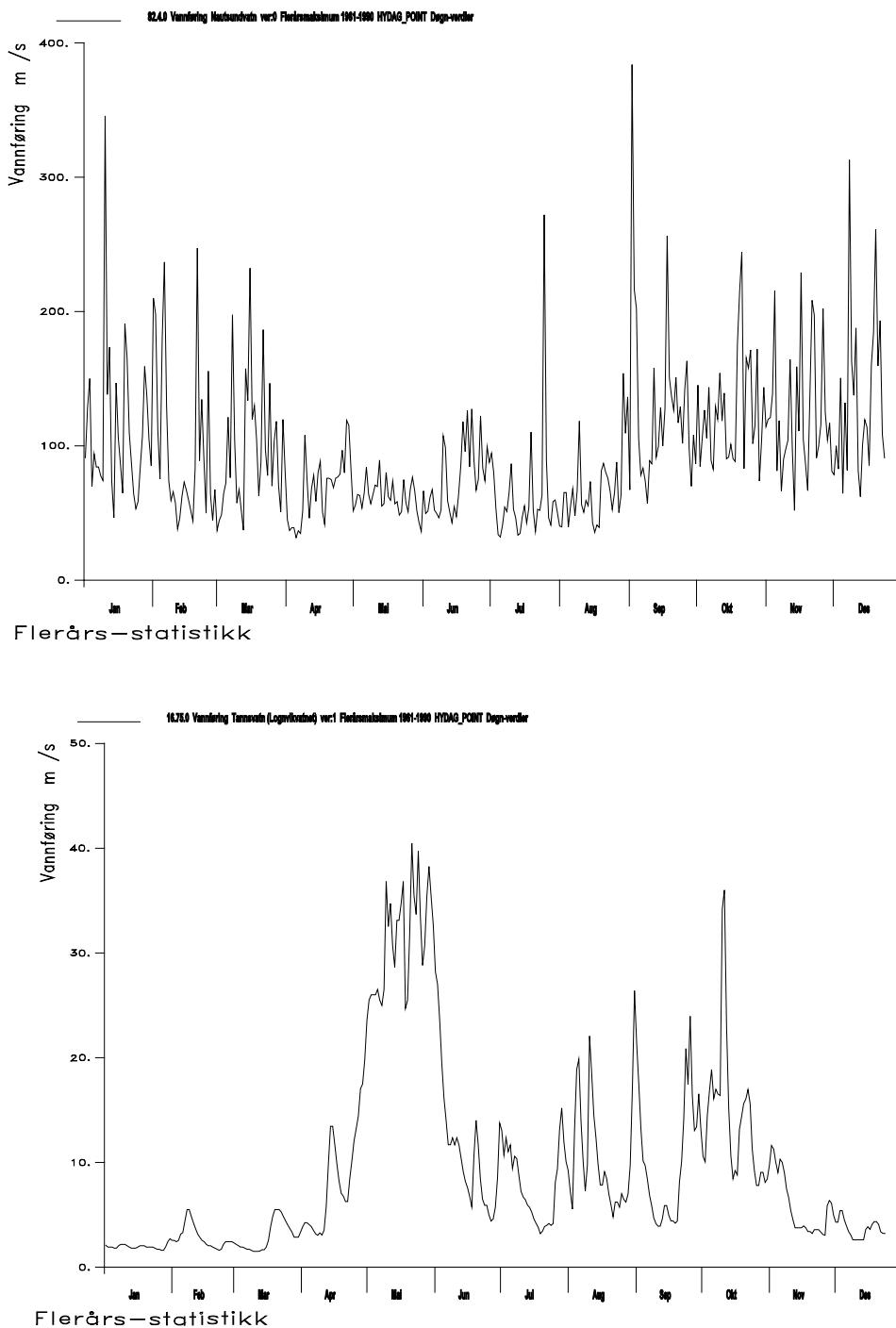
Figur 5. Skisse av målestasjon med loggar, trykkcelle og utstyr for fjernoverføring av data, og eit eksempel på ein målestasjon utstyrt med trykksensor, skala og fastmerkebolt.

	 16.75 Tannsvatn	16.75 Tannsvatn: Areal: 117 km ² Effektiv sjøprosent: 4,6 % Fjell: 17 % Høgd: 697–1287 moh Normalavløp 1961–90 fra avrenningskartet (q_N): 23 l/s km ²

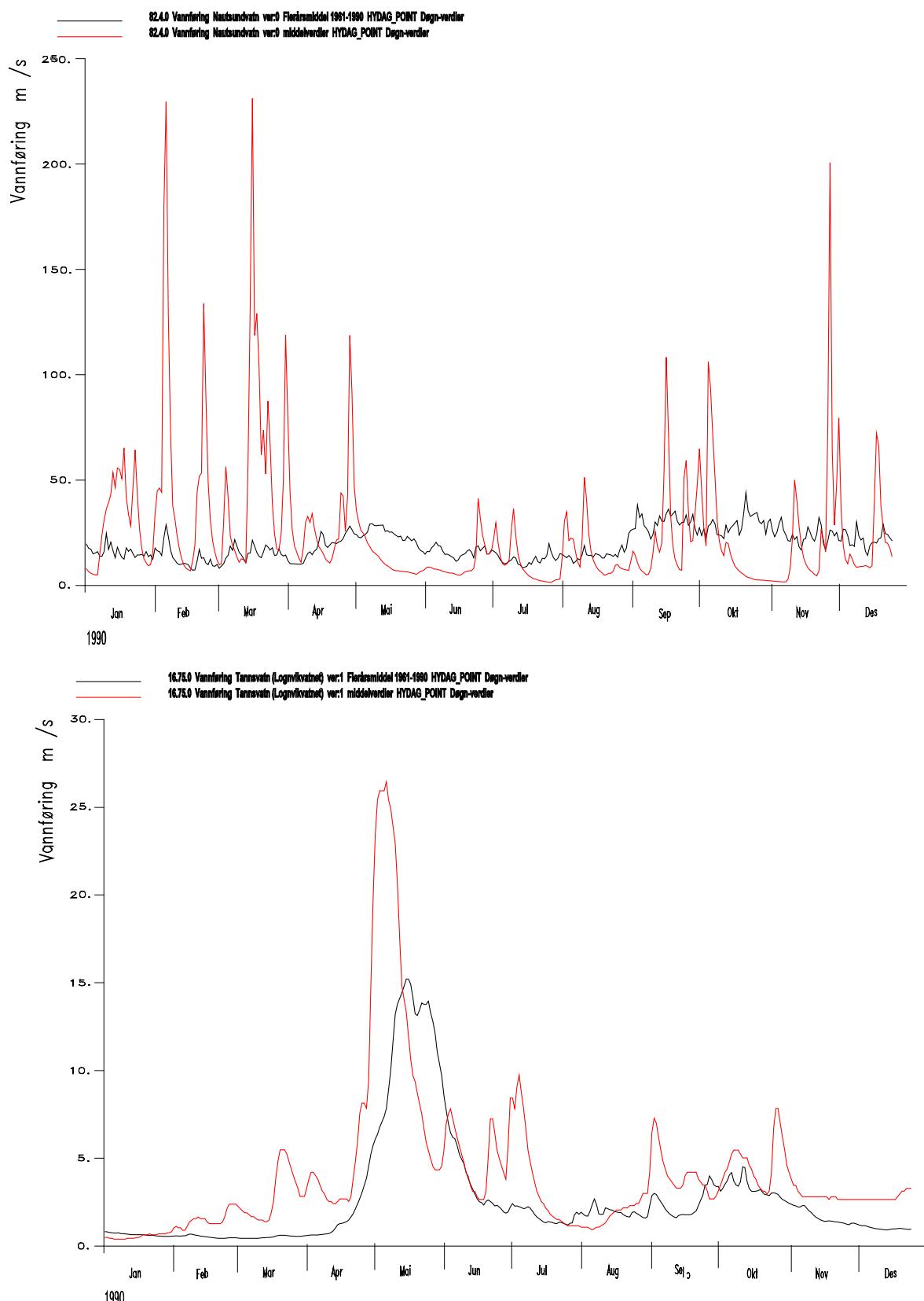
Figur 6. Nedbørfelt og felteigenskapar til målestasjonane Nautsundvatn og Tannsvatn.



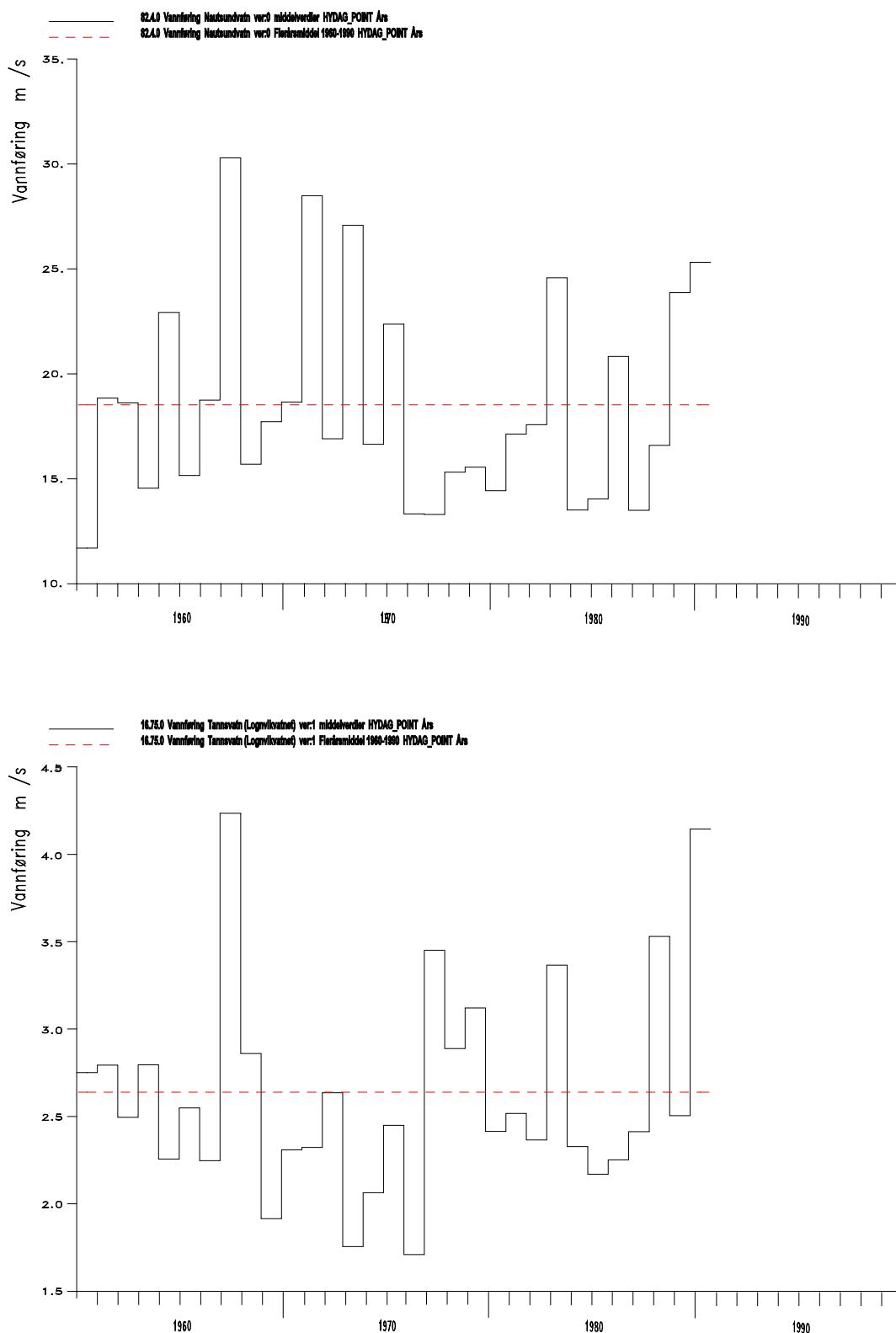
Figur 7. Gjennomsnittleg (fleirårgjennomsnitt) og minste (fleirårsminimum) vassføring i m³/s kvar dag i løpet av ein 30-årsperiode for Nautsundvatn (øvst) og Tannsvatn (nedst).



Figur 8. Største (fleirårmaksimum) vassføring i m^3/s for kvar dag i løpet av ein 30-årsperiode for Nautsundvatn (øvst) og Tannsvatn (nedst).



Figur 9. Vassføringsvariasjonar i m^3/s for året 1990 (raud) saman med fleirårsgjennomsnitt (svart) for Nautsundvatn (øvst) og Tannsvatn (nedst).

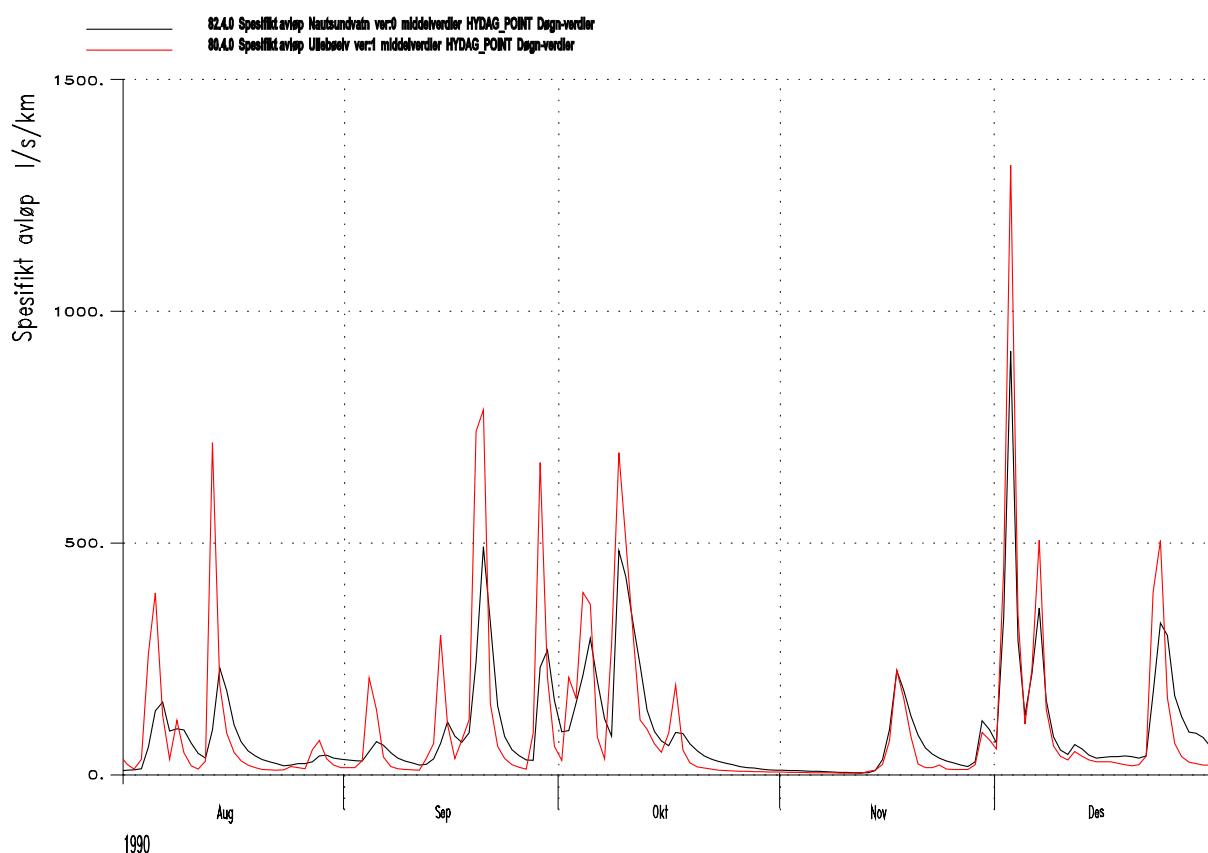


Figur. 10

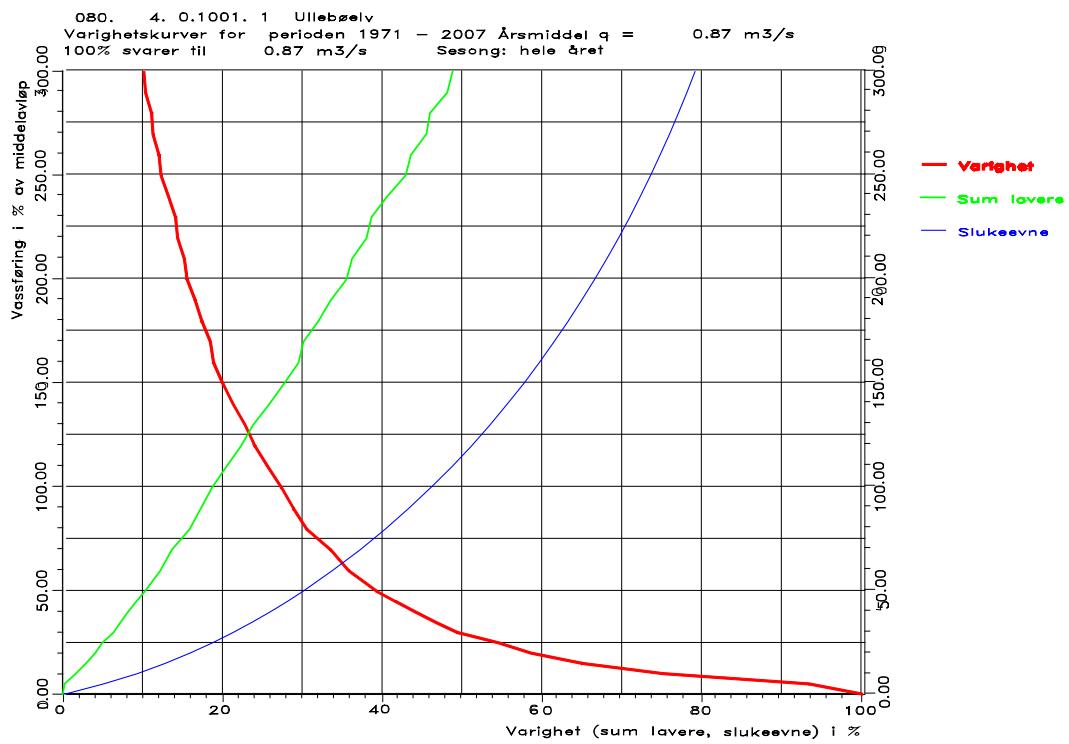
Variasjonar i avrenning i m³/s frå år til år (svart line) for Nautsundvatn (øvst) og Tannsvatn (nedst). Raud stipla line viser gjennomsnittet for perioden.



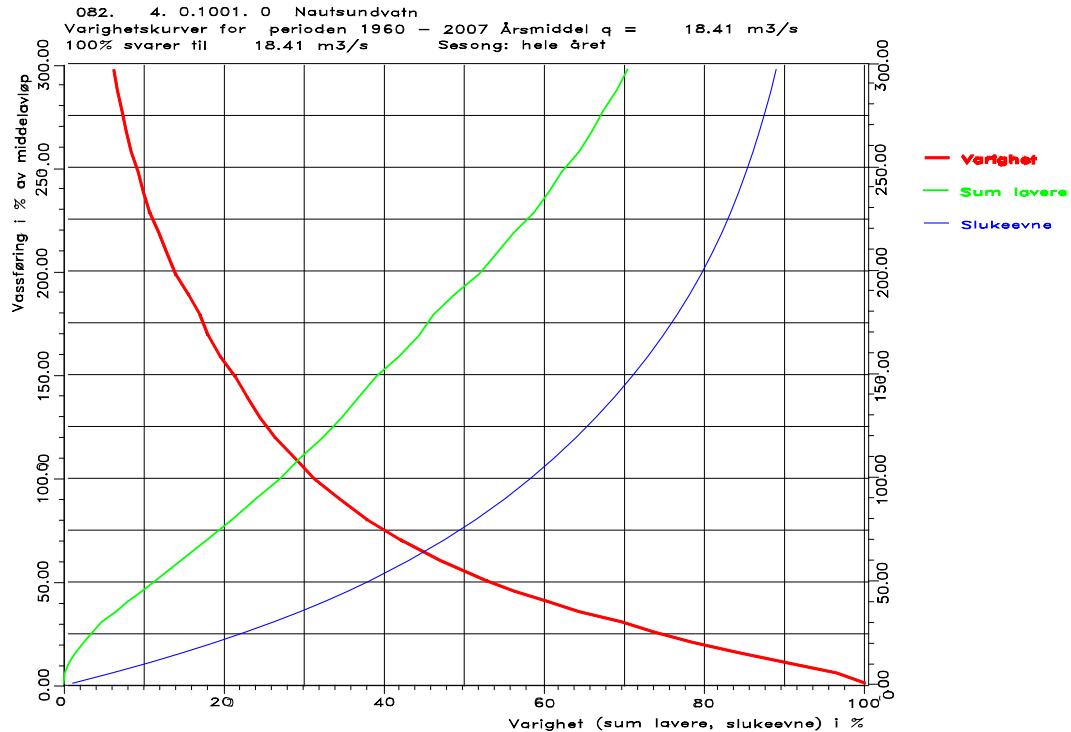
Figur 11. Nedbørfeltet Nautsundvatn og Ullebølv på nordsida av Sognefjorden. Nedbørfeltet er på 196 km² og 8,4 km².



Figur 12.
Vassføring i l/s km² for Nautsundvatn (svart) og Ullebølv (raud) fra august til desember 1990. Ei avrenning på 500 l/s km² i løpet av eit døgn tilsvarer 43 mm/døgn.



Figur 13.

Varigheitskurve for heile året for målestasjonen 80.4 Ullebølv. Nedbørfeltet er $8,4 \text{ km}^2$.

Figur 14.

Varigheitskurve for heile året for målestasjonen 82.4 Nautsundvatn. Nedbørfeltet er 196 km^2 .

5 PRODUKSJON

5.1 Generelt

Vasskraftproduksjon er utnytting av stillingsenergien (potensiell energi) i vatnet, ikkje farten i elva. Utfordringa er å utnytte denne energikjelda på ein optimal måte, dvs. at både økonomi og miljø er varetekne.

Dette kapitlet inneheld i tillegg til forklaring av omgrepa effekt, energiekvivalent og energipotensial også ulike måtar for berekning av energiproduksjon.

5.2 Effekt (yting)

Definisjon:

Arbeid per tidseining

Eining: Watt (W)

1000 watt = 1 kW (kilowatt)

1000 kW = 1 MW (Megawatt)

$$\text{Effekt/yting (kW)} \quad N = \rho \cdot g \cdot \eta \cdot Q \cdot H_n$$

$$\rho = \text{vatnet si spesifikke vekt} = 1000 \text{ kg/m}^3$$

$$g = \text{tyngda si akselerasjon} = 9,81 \text{ m/s}^2$$

η = faktor utan nemning som uttrykkjer samla verknadsgrad for turbin, generator og transformator ved maksimum last. Ved ein verknadsgrad på 0,90 for turbinen ved full vassføring, 0,96 for generatoren og 0,99 for transformatoren, blir samla verknadsgrad $0,90 \cdot 0,96 \cdot 0,99 = 0,855$.

NB! Turbinverknadsgraden er avhengig av turbintype. For små standardturbinar og særleg mikroturbinar vil turbinverknadsgraden også vere leverandøravhengig. Verknadsgraden kan då vere svært mykje lågare enn i eksemplet ovanfor.

$Q = \text{maksimal vassføring gjennom turbinen (også kalla slukeevne) i m}^3/\text{s}$.

$H_n = \text{netto fallhøgd i meter} = \text{brutto fallhøgd minus falltap i vassvegen ved maksimal vassføring}$

Ein enkel formel for effekt blir då, ved å bruke verknadsgraden nemnd ovanfor:

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

5.3 Energiekvivalent

Energiekvivalenten er eit nyttig omgrep innan vasskraftutbygging.

Definisjon:

Energiekvivalenten seier kor mykje energi ein kan få ut per m^3 vatn gjennom turbinen

Eining: kWh/m³

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

$$\rho = \text{vatnet si spesifikke vekt} = 1000 \text{ kg/m}^3$$

$$g = \text{tyngda si akselrasjon} = 9,81 \text{ m/s}^2$$

η = faktor utan nemning som uttrykkjer samla verknadsgrad for turbin, generator og transformator ved gjennomsnittleg last. Ved ein verknadsgrad for gjennomsnittleg last på 0,89 for turbinen, 0,95 for generatoren og 0,99 for transformatoren blir samla gjennomsnittleg verknadsgrad $0,89 \cdot 0,95 \cdot 0,99 = 0,837$.

H_n = netto fallhøgd i meter = brutto fallhøgd minus falltap/friksjon i vassvegen ved gjennomsnittleg vassføring,

Energiekvivalenten for eit netto fall på 100 meter og samme verknadsgrad som nemnt ovanfor blir dermed:

$$e = 1000 \cdot 9,81 \cdot 0,837 \cdot 100 / 3600 = 0,23 \text{ kWh/m}^3$$

5.4 Energipotensial

Definisjon:

Energipotensialet er eit uttrykk for kor mykje energi ein kan få ut av eit vassdrag eller ein del av eit vassdrag når ein ikkje reknar med flaumtap, pålagd vasslepping eller forbitapping forbi turbinen pga. at vassføringa er mindre enn turbinens minste slukeevne.

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

$$\text{Energipotensial (kWh)} = e \cdot Q_{\text{år}}$$

$$e = \text{energiekvivalent (kWh/m}^3\text{)}$$

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

Med eit årleg tilløp på 50 mill. m³ og same data som ovanfor blir energipotensialet i dette tilfellet:

$$\text{Epot.} = 0,23 \cdot 50\,000\,000 = 11\,500\,000 \text{ kWh} = 11,5 \text{ GWh/år}$$

5.5 Energiproduksjon. Berekningsmetodar generelt

Energiproduksjonen heng nøye saman med det hydrologiske grunnlaget, sjå kapittel 4. Kor mykje vatn som er tilgjengeleg ved inntaket og korleis det fordeler seg over året og frå år til år, må vurderast på så godt grunnlag som mogeleg.

Den andre viktige inputen ved produksjonsberekinga er høgdeforskjellen mellom inntaks- og utløpsstad (brutto fallhøgd).

I tillegg kjem eventuelt magasin (anten regulerbart eller rein flaumdemping utan regulering), slukeevna til turbinen og permanentutstyret (turbin, generator pluss transformator) sin verknadsgrad og type og dimensjon for vassvegen.

Det blir peikt på tre aktuelle metodar eller nivå for berekning av energiproduksjon:

- Ei første grov vurdering som blir gjort utan spesielle rekneverkty, men berre røynsle (tidleg skissefase)
- Berekning på grunnlag av varigheitskurver/avløpsvolumkurver (skissefase)
- Driftssimuleringar ved hjelp av rekneark eller dataprogram (søknadsfase, investeringsvedtaksfase)

I det følgjande er det vist framgangsmåte for og eksempel på desse tre metodane.

5.6 Energiproduksjon. Vurdering på tidleg skissenivå

Etter at ein på eit så godt grunnlag som mogeleg har estimert eller rekna ut kva tilløp som kan forventast til inntaket per år i gjennomsnitt over ei årekke, finn ein sannsynleg slukeevne (m^3/s) for turbinen. Ofte blir tilløpet referert til den hydrologiske normalperioden 1961–90. Tilløpsdata for denne perioden er publisert av NVE, mellom anna i NVE Atlas.

Dersom kraftverket ligg i eit vassdrag som ikkje er verna, viser røynsle at ein som eit første overslag kan leggje til grunn ein slukeevne (Q_{maks}) tilsvarande omlag 2 gonger gjennomsnittleg vassføring (Q_{middel}) i vassdraget.

Neste trinn er å vurdere kor mykje vatn som renn forbi inntaket når tilløpet er større enn slukeevna. Er slukeevna rundt 2 gonger middelvassføringa, vil flaumtapet typisk kunne vere på rundt 20–30 % av tilløpet dersom vassdraget er uregulert. Vatn vil også gå tapt når tilløpet er for lite til at kraftverket kan køyrast. Avhengig av turbintype kan 5–10 % av tilløpet gå tapt. Forventa minstevassføring kan medføre eit ekstra vasstag på 5–10 %. Dersom berre ein liten del av middelvassføringa blir utnytta, vil dette tapet vere lite, men flaumtapet blir stort.

Med utgangspunkt i disponibel fallhøgd og gjennomsnittleg tilløp til inntaket skal no produksjonen kunne reknast ut.

Eksempel 1

Gjennomsnittleg tilløp	$1,6 \text{ m}^3/\text{s}$; dette tilsvarer $1,6 \cdot 31,536$ (mill. sek per år) = 50 mill. $\text{m}^3/\text{år}$
Netto fallhøgd	100 meter
Energiekvivalent	$0,23 \text{ kWh/m}^3$
Energipotensial	$0,23 \cdot 50 = 11,5$ mill. kWh = 11,5 GWh
Magasin	0
Turbinslukeeve	$2 \cdot Q_{\text{middel}} = 2 \cdot 1,6 = 3,2 \text{ m}^3/\text{s}$
Aggregatyting	$1 \cdot 9,81 \cdot 0,855 \cdot 3,2 \cdot 100 = 2680 \text{ kW} = 2,7 \text{ MW}$
Samla vasstag	40 %, dvs. $0,40 \cdot 50 = 20$ mill. m^3
Netto nyttbart	$50 - 20 = 30$ mill. m^3
Forventa produksjon	$0,23 \cdot 30 = 6,9$ mill. kWh = 6,9 GWh/år

5.7 Energiproduksjon basert på varigheitskurver/avløpsvolumkurver (handrekning)

Utrekning av energiproduksjon basert på varigheitskurver/avløpsvolumkurver er ein enkel reknemåte, men føreset hydrologisk forståing ved val av samanliknande avløpsstasjon (vassmerke). Forklaring av kurvene (som også kan visast i tabellform) er skildra i kapittel 4 Hydrologi. Aktuelle data kan framstillast for heile året eller for delar av året. Det er vanleg å få året delt i ein sommarperiode (1. mai–30. september) og ein vinterperiode (1. oktober–30. april).

Legg merke til at bruk av varigheitskurve føreset at prosjektet er eit reint elvekraftverk, det vil seie utan regulering. Eit eller fleire magasin vil komplisere berekninga. Sjå også kapittel 5 om produksjonssimuleringar.

Eksempel 2

Det er same prosjektet som vist i Eksempel 1 ovanfor, med ei slukeevne Q_{maks} på 2 gonger Q_{middel} . Minste slukeevne, Q_{min} , er sett til 20 % av Q_{maks} , dvs. 40 % av Q_{middel} . Kurva for målestasjon 82.4 Nautsundvatn er brukt (sjå Figur 14 i kapittel 4 Hydrologi). Merk at dette er varigheitskurva for heile året. Med varigheitskurva for sommar- og vinterperioden (sjå ovanfor) kan ein også få produksjonen inndelt i sommar- og vinterproduksjon.

Gjennomsnittleg tilløp	1,6 m ³ /s; dette tilsvarer $1,6 \cdot 31,536$ (mill. sek per år) = 50 mill. m ³ /år
Netto fallhøgd	100 meter
Energiekvivalent	0,23 kWh/ m ³
Energipotensial	$0,23 \cdot 50 = 11,5$ mill. kWh = 11,5 GWh
Magasin	0
Turbinslukeeve	$2 \cdot Q_{middel} = 2 \cdot 1,6 = 3,2$ m ³ /s
Aggregatytting	$1 \cdot 9,81 \cdot 0,855 \cdot 3,2 \cdot 100 = 2680$ kW = 2,7 MW
Vasstap pga. $Q > Q_{maks}$	20 %, eller 10,0 mill. m ³
Vasstap pga. $Q < Q_{min} +$ minstevassføring	7 % eller 3,5 mill. m ³
Samla vasstap	27 %, dvs. $0,27 \cdot 50 = 13,5$ mill. m ³
Netto nyttbart	$50 - 13,5 = 36,5$ mill. m ³
Forventa produksjon	$0,23 \cdot 36,5 = 8,4$ mill. kWh/år = 8,4 GWh/år

Merk at det her ikkje er teke med eventuelle krav til minstevassføringar. Minstevassføringar ville gitt lågare produksjon.

Varigheitskurva i eksempelet viser mellom anna følgjande:

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

Ved å velje ein annan turbintype og/eller ved å bruke fleire aggregat kan ein redusere tida som kraftverket må stå, og dermed auke produksjonen.

Dempingsmagasin (buffermagasin)

Når tilløpet er større enn turbineslukeeve, vil vatnet renne forbi inntaket dersom vatnet ikkje kan lagrast. Dersom det er mogeleg å byggje eit dempingsmagasin, til dømes ved at den øvste delen av inntaksbassenget blir halde nedtappa, vil dette redusere vasstapet sjølv om magasinet ikkje kan manøvrerast som eit ordinært reguleringsmagasin.

Verknaden av eit dempingsmagasin vil vere avhengig av den relative storleiken og kva vassdragsregime kraftverket ligg i. Avløpsvolumkurver der også ulike storleikar på buffermagasinet er med, kan også tingast frå NVE eller rådgivande ingeniørfirma.

På eigna stader kan ein også bruke dempingsmagasinet for intermitterande drift (start/stopp), nokre gonger også noko feilaktig kalla effektkøyring.

Minstevassføring

I konsesjonen blir det som oftast sett krav til minstevassføring nedstraums inntaket. Dette vil som nemnt redusere produksjonen. Det er vanlegvis ulike krav for sommar- og vintersesongen, og for å rekne ut

produksjonen må ein då bruke varigheitskurve for kvar av sesongane. Vi tek ikkje med ei slik utrekning her, men brukar igjen varigheitskurva for året som er omtalt ovanfor.

Av varigheitskurva ser ein:

- At kravet om vasslepping på 10 % av gjennomsnittleg vassføring kan oppretthaldast i ca. 95 % av tida ($Q > 10\% \text{ av } Q_{\text{middel}}$). For resten av tida blir vassleppinga mindre, og ein slepp den vassmengda som kjem
- At kraftverket må stå i ca. 45 % av tida ($Q < 50\% \text{ (} 40\% + 10\%\text{)}$ av Q_{middel})
- At kraftverket dermed er i drift i ca. 55 % av tida

Minstevassføringa medfører dermed redusert produksjon ved at kraftverket kan køyrast ein litt kortare periode, og at ikkje alt vatnet kan brukast i heile driftsperioden.

Bruk av varigheitskurve og korrekjon for varierande verknadsgrad og falltap

Eit kraftverk som blir køyrt utan reguleringsmagasin, vil få stor variasjon i yting ettersom vassføringa varierer. Dette medfører også at verknadsgraden, først og fremst for turbinen, og falltap i vassvegen også vil variere ein del. Dersom ein vil ta omsyn til desse variasjonane, kan ein bruke varigheitskurva til å rekne ut produksjonen som vist i eksempelet nedanfor. Dette er illustrert i eksempel 3 nedanfor.

Eksempel 3

I tabellen nedanfor (som kan reknast ”for hand” eller settast opp som eit rekneark) er det vist korleis ein kan dele opp varigheitskurva i passe tidsintervall. I kvart intervall er det tilgjengeleg ei bestemt vassføring som kurva viser. For denne vassføringa kan ein så rekne ut falltapet i røyr/tunnel og netto fallhøgd. Dersom ein vidare har ei verknadsgradskurve (eller -tabell) for aggregatet/aggregata, kan ein for kvart intervall ta ut aktuell, gjennomsnittleg verknadsgrad. Produksjonen i det aktuelle intervallet kan dermed bli rekna ut på ein meir detaljert måte enn ved det ein går ut frå er netto fallhøgd og det ein går ut frå er gjennomsnittleg verknadsgrad.

I tabelloppsettet er det valt intervall i % av middelvassføringa. For illustrasjonen er det sett 2 meter falltap ved Q_{maks} . Falltapet for dei andre vassføringane er rekna ut frå formelen

$$H_{\text{flmaks}} = H_{\text{fl}} * ((Q_2/Q_{\text{maks}})^{**2})$$

I rekneeksemplet er det også sett inn anslegne verknadsgradar for dei ulike vassføringane, og energiekvivalenten og produksjonen er rekna ut.

Intervall	Dagar %/tal	Gj. snitt. vassføring % /m ³ /s	Vassmengd mill. m ³	Brutto fall m	Falltap m	Netto fall m	Verk.gr %	e kWh/m ³	Produk- sjon 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
Vekta gj.snitt					1,25	98,75	85,1	0,229	

Som ein ser, er utrekninga relativt detaljert, og det kan diskuterast kor formålstenleg detaljeringa og også talet på desimalar er. Her er det uvisse som normalt er vesentleg større enn det detaljeringa gir inntrykk av (vassmengd, varigheitskurva som er vald, og også avlesingane i varigheitskurva).

5.8 Energiproduksjon basert på driftsimuleringer

Å simulere drifta av eit kraftverk tyder å etterlikne ei tenkt køyring eller drift av kraftverket døgn for døgn (eller for lengre periodar) gjennom ei årrekke, avhengig av kor mange år ein har med tilløpsdata for kraftverket. Dette skjer ved at det blir laga ein matematisk modell av kraftverket, inkludert alle komponentar (hydrologi, magasin, slukeevne, fallhøgd, vassveg, verknadsgradar, mm.). Den matematiske modellen blir så omforma til eit EDB-program som deretter kører kraftverket slik det er tenkt.

Eit simuleringsprogram er ei oppskrift som består av ei rekke ”meldingar” for korleis kraftverket skal køyrast, ut frå korleis situasjonen utviklar seg frå døgn til døgn, til dømes når det gjeld tilløpet.

Målet med ei simuleringsprogram er i første rekke å rekne ut produksjonen for eit gitt sett av dei nemnde komponentane ovanfor.

Andre interessante resultat frå ei simuleringsprogram kan ta ut i kurve- eller tabellform, kan vere fyllingsvariasjonen i magasina gjennom året, vassføring over året på utvalde elvestrekningar før og etter ei utbygging (kravd ved konsesjonssøknader) og produksjonen gjennom året.

Det mest kompliserte ved ei driftsimuleringsprogram er å leggje ein strategi for korleis magasina skal tappast. I prinsippet skal dette skje slik at det økonomiske resultatet blir best mogeleg, med akseptable miljøverknader.

For små kraftverk vil det for dei fleste praktiske behov kunne vere to aktuelle føresetnader:

- Tilfelle 1 Kraftverket har ikkje magasin
- Tilfelle 2 Kraftverket har eitt eller eit par mindre magasin som berre utgjer ein liten del av årstilføpet og som i simuleringsa blir styrte etter føresetnader om korleis fyllinga skal vere gjennom året

Tilfelle 1

I dette tilfellet held programmet kontroll med kor mykje vatn som kjem til inntaket kvart døgn (ev. ein annan periode) og sørger for å utnytte dette til kraftproduksjon. Er tilsiget større enn turbinslukeevna, blir det registrert flaumtap. Er tilsiget mindre enn turbinen kan utnytte, blir heile tilløpet registrert som tap. Tap som skuldast krav om minstevassføring blir også berekna.

Så langt gjer ikkje programmet noko anna enn det ein kan få ut av hydrologiske data som skildra ovanfor. Forbetringa som ligg i å simulere drifta på denne måten, er at ein kan rekne ut falltap i vassvegen og maskinverknadsgrad for kvart døgn som funksjon av turbinvassføringa (tilløpet). I utrekninga ovanfor må ein vurdere ein gjennomsnittsverdi for desse storleikane. I tillegg til opplysing om produksjonen vil ein også kunne dokumentere korleis restvassføringa på den utbygde fallstrekninga vil bli.

Tilfelle 2

Når kraftverket har magasin, må tappinga frå magasina styrast etter fastlagde kriterium. Som nemnt ovanfor bør desse kriteria ideelt sett vere baserte på økonomiske føresetnader. For eit lite kraftverk med små magasin vil det som regel vere tilstrekkeleg å gå ut frå korleis magasinfyllinga bør variere gjennom året. Ein normal føresetnad vil kunne vere at magasina skal tappast ned før vårlaumen kjem, eller før ein annan periode der ein veit av røysle at det er høge tilløp. Før ein lågtvatnperiode, til dømes vinteren, bør magasina på tilsvarande måte normalt vere oppfylte. Desse kriteria, som også blir kalla styrekurver eller tappekurver for magasinet, inngår som inngangsdata i simuleringsprogrammet. Ved å prøve seg litt fram vil ein lett kunne finne den forma på styrekurvane som gir den høgaste produksjonen.

Det finst ei rekke driftsimuleringsprogram som er utvikla for ulike formål og som er meir eller mindre tidkrevjande og kompliserte å bruke. Dei mest kjende og brukte programma er VANSIMTAP og nMAG.

Program av typen som er skildra, og som dekkjer behovet i dei aller fleste tilfelle for dei kraftverka som er skildra her, er likevel enkle og rimelege i bruk. Når alle hovuddata er på plass, først og fremst det hydrologiske grunnlaget, vil ein på ein mykje enklare måte enn med dei andre metodane som er skildra, kunne undersøkje verknaden for produksjonen ved å variere dei andre faktorane, til dømes slukeevne, røyrdiameter, fallutnytting, restriksjonar (minstevassføring) m.m.

Slike utrekningar vil normalt måtte utførast av rådgivarar som har røynsle og passande berekningsverkty til disposisjon. Ved hjelp av enkle simuleringsprogram som skildre ovanfor vil ein erfaren person i løpet av ein dag eller to kunne teste ut verknaden og berekne produksjonen for alternative sett av data som er interessante å undersøkje.

5.9 Naturhestekrefter

Omgrepet naturhestekrefter blir i dag brukt for små kraftverk hovudsakleg for å avgjere kva lovverk eit kraftverk skal konsesjonhandsamast etter. Normalt kjem ikkje uregulerte små kraftverk opp til grensene som gjer at vassdragsreguleringslova eller industrikonsesjonslova kjem til bruk. Dette bør likevel sjekkast på eit tidleg stadium.

I tillegg dannar talet på naturhestekrefter grunnlaget for konsesjonsavgifter (gjeld normalt ikkje for små kraftverk). Tidlegare blei det også brukt ved fastsetjing av erstatningar til grunneigarar eller ved kjøp av fallrettar frå grunneigarar.

Talet på naturhestekrefter finst som produktet av ein konstant (13,33), brutto fallhøgd og regulert vassføring (eller ei auke av denne). Det er ulike berekningsmåtar som blir brukte, avhengig av om ein ser på vassdragsregulerings- eller ervervslova.

Det vil for denne rettleiaren vere for omfattande å gå detaljert gjennom metodane (og grunnlaget for desse) som skal brukast. Vi viser difor til NVE eller rådgivande ingeniørfirma.

6 KOSTNADAR

6.1 Generelt

Kostnadsvurderinger er ein viktig del av planlegginga og avgjerdene i prosessen frå skisse til bygging. Etter kvart blir grunnlaget betre, og utrekningane kan gjerast grundigare og meir nøyaktige jo lenger ein er kome i prosessen.

I den første fasen er det tilstrekkeleg med eit generelt kostnadsgrunnlag kombinert med eiga røynsle og kjennskap til det aktuelle prosjektet. Seinare blir det bruk for meir detaljerte og oppsplitta kostnadsoverslag.

6.2 Kostnadskurver frå NVE

Kostnadsgrunnlag for vasskraftanlegg mindre enn 10 000 kW, Håndbok 2005:1, utgitt av NVE, kan brukast som utgangspunkt for kostnadsoverslag for eit kraftverkprosjekt i ein skisefase.

Basis for desse kostnadskurvene er 1. januar 2005. Kostnadsgrunnlaget er for tida under oppdatering og nytt grunnlag er forventa medio 2010.

I mikro-, mini- og småkraftverkmarknaden er det likevel ganske store prisforskjellar på utstyr. Pris for turbin og generator, kontrollutrusting osb. kjem an på kvalitet, utstyrsumfang og kor det er produsert.

Det blir difor tilrådd å ta kontakt med leverandørane for å få dagens pris og samtidig be om referanselister for slike utstyr.

6.2.1 Anleggsbidrag ved nettilknytingar

Nettselskapet kan fastsetje eit anleggsbidrag for å dekkje anleggskostnadar ved nye nettilknytingar eller ved forsterkingar av nettet til eksisterande produsent. Dette er ein kostnad som ikkje blir handsama i kostnadsgrunnlag til NVE, og det må avklarast med nettselskapet.

For meir om anleggsbidrag sjå kap. 15 Tilknyting til nettet.

6.3 Budsjettprisar, tal basert på røynsle, tilbod

Som eit supplement til NVE si handbok kan ein både i skisefasen og dei seinare fasane bruke mellom anna desse kjeldene:

- eigne tal basert på røynsle
- tal basert på konsulentar si røynsle
- budsjettprisar frå leverandørar
- tilbod/anbod frå entreprenørar og leverandørar

7 ØKONOMI FOR KRAFTVERK

7.1 Generelt

For å komme fram til kva prosjektaalternativ som er økonomiske, bør ein først gjere nokre forenkla analysar for å grovsortere. Meir detaljerte analysar blir utførte for dei utvalde alternativa. Detaljerte overslag over byggjekostnadene og driftsutgifter med endeleg finansiering blir utførte for valde prosjekt før det blir teke endeleg investeringsvedtak.

Ein økonomisk analyse av eit vasskraftprosjekt treng datainformasjon på inntekts- og utgiftsida.

Inntektene vil vere resultatet av utrekning av energiproduksjon og det ein reknar med at energiprisane blir i framtida, eller alternativkostnadene ved å måtte kjøpe krafta i marknaden.

Utgiftene vil vere kapitalkostnadene på investeringa, framtidige drifts- og vedlikehaldsutgifter, skattar og avgifter og nett-tariffar.

Når det gjeld inntektene/utgiftene og alternativkostnadene er det viktig kor stor kraftverket si yting og energiproduksjon vil vere, kor stor del av produksjonen som skal gå til eige forbruk og korleis linjetilknytinga er. Dette fordi:

- forbrukaravgifta ikkje skal betalast dersom generatorytinga er under 100 kVA
- for kraftverk med yting under 5500 kVA skal det ikkje betalast naturressursskatt og grunnrenteskatt
- ingen nett-kostnadene dersom eige forbruk ikkje går via lokalnettet

Kapitalkostnadene er gitte ved kostnadsoverslaget og finansieringsvilkåra. Slike utrekningar kan gjerast med inflasjon i både kostnadene, dvs. nominell rente (bankrente), og inntekter. Alternativt kan berekningane utførast i faste kostnadene, dvs. basert på realrente (nominell rente minus inflasjon), og med inntekter i eit fast prisnivå.

Dersom ein rekker med at vasskraft kan få høgare pris som fornybar energi i framtida, i høve andre kostnadene (realverdistiging), bør ein ta omsyn til dette.

For grove analysar er det enklast å gjere slike utrekningar i faste priser utan inflasjon, medan ein endeleg bedriftsøkonomisk analyse til slutt blir utført med forventa inflasjon og endelege finansieringsvilkår.

Drifts- og vedlikehaldskostnadene er kjende frå tal basert på røysnle eller kan reknast ut frå det aktuelle driftsopplegget som blir føresett.

For kraftverk som yter under 4000 naturhestekrefter trengst ikkje konsesjon etter industrikonsesjonslova. Det tyder at det ikkje er heimfall til staten etter 60 års konsesjonstid for slike anlegg.

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

Grove analysar er naudsynt i starten på prosessen for å sortere ut alternativ. Hovudkostnadene vil vere:

- Utbyggingskostnadene
- Kapitalkostnadene
- Drifts- og vedlikehaldskostnadene
- Skattar og avgifter
- Nettavgifter

Utbyggingskostnadene vil grovt fordele seg i % på hovedelement som sett opp nedanfor, men er sjølv sagt sterkt prosjektavhengige:

	%
Tilgjenge til kraftstasjon og inntak	1–5
Dam og inntak	5–10
Vassveg	10–50
Turbin, turbinstyring, ventil osb.	20–30
Generator, kontroll- og apparatanlegg, transformator	15–25
Kraftstasjonsbygning	2–5
Linetilknyting	5–15
Adm., kontraktar og planlegging, detaljering, byggjeleiing	7–10
Fallrettar, eventuelt	2–5

Skal energiproduksjonen vesentlig gå til salg, vil marknadsprisen på kraft vere styrande for investeringa. Ved ein kraftpris utan forbrukaravgift og meirverdiavgift mellom 30 og 35 øre/kWh og ei realrente på 5–7 %, vil ei investering på opptil 4–4,5 NOK/kWh kunne forsvarast.

For å sikre investeringa mot uventa kostnadar, tørre periodar eller låge energiprisar, spesielt dei første åra, bør likevel utbyggingskostnadene vere lågare enn dette dersom likviditeten er pressa.

Dersom krafta skal gå til eige forbruk, vil ein spare både meirverdiavgift og forbrukaravgift dersom kriteria som gjeld for fritak frå desse avgiftene, er oppfylte. Investeringsgrensa kan i slike tilfelle leggjast høgare. Dersom ein i tillegg heller ikkje treng overføring på nettet nettet til det lokale energiverket, vil ein utbyggjar spare endå meir, og investeringsgrensa kan hevast ytterlegare.

Overføringer frå nabofelt

Kva felt det vil lønne seg å ta med i ei utbygging, kan ofte vere ei problemstilling ved planlegging av eit kraftverk, lite eller stort. Overføring av vatn frå eit nabofelt kan utførast ved hjelp av kanal, nedgrave røyr eller tunnel. Det kan også vere mogeleg å overføre vatn frå eit lågareliggende felt ved bruk av pumpestasjon.

Eksempel 1 viser utrekning av investeringsgrensa ved overføring frå eit nytt felt til kraftverket:

Eit nedbørfelt på 1 km² med spesifikk avrenning på 50 l/s km² som kan utnyttast over eit fall på 100 meter, vil gi følgande produksjon:

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

Investeringsgrensa er 1,04 mill. NOK per km² nedbørfelt med dei aktuelle føresetnadene. Det er viktig at også marginal installasjonauke i stasjonen blir teke med i reknestykket, og ikkje berre overføringa isolert sett. Dersom krafta skal gå til eige forbruk, kan verdien på krafta og dermed investeringsgrensa kanskje settast til det dobbelte. Eksemplet viser ei noverdiberekning, og seier ingenting om likviditetssituasjonen dei første åra.

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

Eksempel 2 viser utnytting av eit tilleggsfall i ei elv:

Nedbørfelt	20 km ²
Tilsig	50 l/s km ²
Middelavløp	$20 \cdot 0,050 = 1,0 \text{ m}^3/\text{s}$
Slukeevne	2 m ³ /s
Antatt flaumtap	20 %
Gjennomsnittleg kraftpris	30 øre/kWh
Levetid	40 år
Kapitaliseringsrente	7 % p.a.

Flytting av stasjonen 100 meter lenger ned i elva gir eit auka fall på 3 meter.

Auka produksjon etter flaumtap (sjå formel i 5.3):

$$0,050 \text{ l/s km}^2 \cdot 20 \text{ km}^2 \cdot 31,54 \text{ mill. sek} \cdot 0,8 \cdot 9,81 \text{ m/s}^2 \cdot 0,85 \cdot 3 \text{ m}/3600 = 0,175 \text{ GWh}$$

Noverdi ved 7 % p.a. rente og 40 år: $0,175 \cdot 13,3 \cdot 0,30 = 0,70 \text{ mill NOK.}$

Dersom kostnaden ved å forlengje vassvegen og auke installasjonen for 3 meter høgare fall er mindre enn 0,7 mill. NOK, vil det ut frå dei valde kriteria vere lønnsamt å flytte stasjonen lenger ned. Det bør utførast vurderingar med alternativ rente og energipris.

Kostnaden for elektromekanisk utstyr vil ha ein fallande marginalkostnad med aukande fallhøgd.

7.3 Kraftprisar

Energiproduksjon blir rekna ut som vist i kapittel 5 Produksjon.

Verdien av energiproduksjonen blir bestemd av kraftprisane ein reknar med å få framover. Det er vanleg å tenkje i prisbaner. Alle prognosar ser for seg aukande prisar på elektrisitet. Finanskrisa skaper likevel tvil i etterspørsla. Rein, fornybar energi er av klimaomsyn likevel populær mellom politikarar.

Ein ny kWh som i volum vil bety noko i kraftbalansen i den nordiske marknaden, vil komme frå termiske anlegg. Med reinsing vil slik produksjon koste meir enn 50 øre/kWh. Dette tyder at når marknaden kjem i balanse, vil alle kraftprodusentar få den prisen. Usikre faktorar er gasspris, reinsekostnad og verdi av utsleppsløyve for CO₂. Utbygging av dyr vindkraft vil også påverke prisen. I tillegg får ein store svingingar i kraftprisen pga. variasjonar i årleg tilsig på rundt +/- 25 % i den nordiske marknaden.

Ut frå dette kan ein slutte at når det blir balanse i marknaden, vil kraftprisen venteleg stige til over 40 øre/kWh i snitt over året.

7. september 2009 fekk ein til ei semje mellom Noreg og Sverige om prinsippa for vidare arbeid med å etablere ein felles elsertifikatmarknad i Noreg og Sverige ("grøne sertifikat"). Ein tek sikte på at ein felles elsertifikatmarknad skal vere etablert 1. januar 2012. Denne marknaden skal stimulere til auka produksjon av elektrisitet frå fornybare energikjelder, som vatn, vind og biomasse, gjennom betre økonomiske vilkår for produsentane. Vi går ikkje her nærmare inn på ordninga og kva dette kan bety for konkrete prosjekt, men viser til utgreiingar, vedtak, osb. som utvilsamt må komme framover.

7.4 Kostnadars

Grunnlag for berekning av utbyggingskostnadars er vist i kapittel 6 Kostnadars.

Driftskostnadars må takast med i det totale reknestykket. Desse kan variere mykje frå kraftverk til kraftverk, men ligg gjerne på 3–6 øre/kWh.

Skattar spelar også inn, sjå kapittel 7.6. Diverre er skattereglane slik at det samfunnsøkonomisk beste prosjektet ikkje naudsynleg er det beste frå ein bedriftsøkonomisk synsvinkel.

7.5 Økonomisk optimalisering av anleggsdelar

Hovuddimensjonane for kraftverket, som slukeevne for turbin, vassvegtverrsnitt, høgd på dam osb. blir funne ved ei økonomisk optimaliseringsbereking. For dei grove overslaga kan ein likevel bruke tal basert på røynsle for kva som vil vere rette dimensjonar.

For slukeevna til turbinen kan ein som tommelfingerregel bruke ca. $2 \times$ gjennomsnittleg vassføring i elva dersom den ikkje er regulert. Diameter på tilløpsrør kan dimensjonerast for ein maksimal fart på 3–4 m/sek. For bora tunnelar vil farten ligge noko lågare, ca. 2 m/sek. Dersom det er aktuelt med sprengte tunnelar, vil minstetverrsnittet normalt vere tilstrekkeleg stort for småkraftverk.

Når ein har valt det beste prosjektaalternativet, bør dette optimaliserast for å kunne gjere eit betre kostnadsoverslag basert på investeringskriteria ein har valt.

Målet med optimaliseringa er å bestemme økonomisk rett damhøgd, dimensjonane for vassvegen og kapasiteten til aggregatet. Når meirkostnaden ved å auke dimensjonen er lik noverdien av den meirinntekta ein dermed får, er anleggsdelen økonomisk rett dimensjonert. Ei slik berekning kan utførast med eit dataprogram/reknark eller grafisk. Den siste metoden gir ei god oversikt og forståing av økonomien i prosjektet.

7.6 Skattar

Kort oppsummert gjeld i dag følgjande vedtak og skatteformer:

- **Skatt på overskot** er ein skatt som gjeld for *føretaket*, dvs. at skattbar inntekt blir berekna samla for eigarens verksemd, ikkje for kvart kraftverk dersom han eig fleire. Skattlegginga vil hengje saman med korleis verksemda er organisert. Eit kraftverk i mikroklassa på ein gard vil kunne gå inn som ein del av gards- eller skogsdrifta, såkalla stadbunden næring, slik at inntekta blir skattlagt under eitt. Ein må også vere merksam på at fordelen ved uttak til eige forbruk kan vere skattepliktig.

Litt større kraftverk vil normalt organiserast som eigne føretak, eventuelt som aksjeselskap, og bli skattlagde etter reglane som gjeld for den aktuelle selskapsforma.

- **Skatt på grunnrente** er ei ny skatteform for kraftverk som er innført for å skattlegge *meiravkastninga* som ein reknar med vil oppstå ved utnytting av ein naturressurs i produksjonen. Kraftverk med generatoryting under 5500 kVA (ca. 5000 kW turbinyting) betaler ikkje grunnrenteskatt. Grunnrenteinntekta blir berekna etter faste reglar som vi ikkje går nærmare inn på her. Negativ grunnrenteinntekt blir framført med renter til neste års skatterekneskap.

- **Naturressursskatt** er ein kWh-avgift på 1,3 øre/kWh, 1,1 øre til kommunen og 0,2 øre til fylkeskommunen. Skattesatsen første året er ein sjudel av full verdi på 1,3 øre/kWh og blir opptrappa med ein sjudel per år til full sats etter 7 år.

Det blir ikkje betalt naturressursskatt for kraftverk med generatoryting under 5500 kVA. Skatten kan krevjast trekt frå i delen av overskotsskatten som går til staten (fellesskatten). Dersom

fellesskatten dermed blir negativ, blir overskytande naturressursskatt framført med rente til neste år.

- **Formueskatt.** Her er skatteplikta avhengig av organisasjonsform. Dei fleste eigarar av kraftverk betaler ikkje formuesskatt, f.eks. aksjeselskap. For enkeltmannsføretak der kraftproduksjon er ein del av verksemda, må det betalast formuesskatt basert på takst også for den delen av formuen som ligg i kraftverket. Det er eigne reglar for korleis taksten blir rekna ut. For kraftverk under bygging blir formuesverdien sett lik investert kapital per 1. januar i likningsåret. Det er inga nedre grense for kraftverksstorleik. Har kraftverket lågare generatoryting enn 10 MVA, ca. 9 MW, blir taksten sett til skattemessig (nedskriven) verdi. Dette vil vere tilfelle for mini-/mikro-kraftverk.
- **Eigedomsskatt.** I dei kommunane som har innført eigedomsskatt, blir e-skatt betalt basert på formuetaksten for anlegget (definert som "Verk og bruk"). Høgaste sats er 7 promille av taksten. Eigedomsskattelova inneholder eit vedtak om at eigedom som blir driven som gards- eller skogbruk, heilt eller delvis kan fritakast for eigedomsskatt.
- **Samandrag:**

Inntektsskatt:	Betaling etter skattesats på 28 %.
Grunnrenteskatt:	Gjeld for kraftverk større enn 5500 kVA (ca. 5000 kw). Negativ grunnrenteinntekt blir framført med rente.
Naturressursskatt:	For kraftverk større enn 5500 kVA: sats 1,3 øre/kWh etter 7 år. Skatten blir trekt frå i den delen av inntektsskatten som går til til staten (fellesskatten). Negativ skatt blir framført med rente.
Formuesskatt:	Skatteplikta er avhengig av selskapsform. Takseringsreglane er forenkla for kraftverk som er mindre enn 10 MVA (taksten er lik skattemessig verdi).
Eigedomsskatt:	Eigedomsskatt er ikkje innført i alle kommunar. Skatten blir betalt på grunnlag av formuetaksten: fritak kan bli gitt dersom verksemda blir driven som gards- eller skogbruk.

7.7 Endeleg økonomisk analyse av valde prosjekt

For å gjere den endelege økonomiske analysen av prosjektet trengst følgjande:

Framtidige netto inntekter (brutto inntekter minus utgifter) over levetida. Inntekter og utgifter blir angitte i inflaterte kroner.

- Prisbaner for framtidige kraftpriser blir fastlagde. Dette kan vere ein konkret kraftprisavtale med ein kraftkjøpar med avtalt pris per kWh over året og regulering over tid. Slike avtaler er det ikkje lett å få for fleire år. Normalt sett gir det betre avkastning å bruke spotpris, men dette krev økonomisk ryggrad. I dagens marknad varierer prisen sterkt over året. For økonomien i prosjektet er det difor viktig at ein får lagt inn ei realistisk prisbane.
- Utrekning av energiproduksjonen basert på best mogelege avrenningsdata og helst nokre års vassføringsmålingar, slik at produksjonen kan reknast ut over året for kvar månad. Energiproduksjonen blir angitt for middels år, tørre år og våte år. Driftstida må vurderast fordi noko av energiproduksjonen vil gå tapt pga. planlagt vedlikehald og noko pga. uventa driftsstans. Middelpunktspunktet for kvar månad blir bruk i utrekninga av noverdien av framtidige bruttoinntekter, medan dei våte og tørre åra blir brukte i ein sensitivitetsanalyse.
- Ein går ut frå eit eige forbruk over året, og kWh-verdien i høve pris for alternativt kjøp av tilsvarande volum, med eller utan forbrukar- og meirverdiavgift, blir berekna.
- Bruttoinntekt for kvar månad og år blir berekna for ulike prisbaner for å finne sensitiviteten i prosjektet.
- Drifts- og vedlikehaldskostnadar blir estimerte. Eit planlagt driftsopplegg med avtalte kostnadar for personar med reiseutgifter osb. Vedlikehaldskostnadar frå røysnle med små kraftverk er

normalt 2–3 øre/kWh. Det dekkjer rutinemessig drift og vedlikehald, men kostnadene til rehabilitering av anlegget etter 20–30 år kjem i tillegg.

- Skattar og eventuelle avgifter bør diskuterast og avklarast med styresmaktene.
- Nettleige blir fastsett etter avtale med det lokale nettselskapet.

Internrenta er renta som gir noverdien av framtidige inntekter og utgifter i løpet av den valde levetida lik summen av alle investeringar, inklusive renter i byggjetida.

All meirverdiavgift som er betalt, vil bli tilbakebetalt frå staten. Avgifta må reknast med i likviditetsbudsjettet i byggjefasen.

Normalt for eit vasskraftanlegg vil ein i noverdiberekninga bruke inntekter frå 40 års drift sjølv om den økonomiske levetida vil vere vesentleg lengre for dei fleste anleggsdelane. Ved noverdimetoden vil inntekter utover 40 år ha liten verdi i dag ved bruk av 5–7 % kapitaliseringssrente.

For dei minste kraftverka er likevel røynsla at den økonomiske levetida kanskje ikkje er så lang. Delen av bygg og fjellarbeid med svært lang levetid vil vere vesentleg mindre enn for store kraftverk, slik at det er rettare å rekne med ei kortare levetid for små kraftverk. Her er det føreslått 30 års levetid, sidan ein god del av det elektromekaniske utstyret då må skiftast ut.

Dersom internrenta utan inflasjon og etter skatt er høgare enn 5–7 %, bør økonomien i prosjektet vere tilfredsstillande dersom ein har likviditet til også å klare tørre år.

Likviditeten blir kontrollert for ei årrekke framover i tid ved å liste opp inntekter og utgifter inklusive avdrag, og der inntekta varierer frå våte til tørre år for å sikre at ein også i tørre år har likviditet i prosjektet. Somme bankar har tilpassa finansieringa slik at avdraga kan variere med inntektene.

Skattbar inntekt blir sett til verdien av seld energiproduksjon minus driftskostnadene, nettleige, renteutgifter (ikkje avdrag) og avskrivningar. For mindre gardskraftverk vil ein kunne slå saman rekneskapet for gardsdrift og kraftverksdrift.

Dei generelle avskrivingsreglane for kraftverk er:

- 67 år lineær avskriving for bygg og anlegg
- 40 år lineær avskriving for maskin og generator
- 5 % per år saldoavskriving for anna elektroutstyr

Sensitivitet

Som nemnt ovanfor vil det vere tvil om storleiken på fleire av parametrane i reknestykket. Ein bør difor rekne ut kva konsekvensar det vil få for prosjektet dersom dei viktigaste parametrane blir større eller mindre. Spesielt vil det vere viktig å finne ut for kva verdiar prosjektet vil vere direkte ulønnsamt. Ein reknar til dømes ut internrenta, dvs. avkastninga på kapitalen, for varierande verdiar av dei viktigaste parametrane. Desse vil vere:

- utbyggingskostnad
- framtidig kraftpris
- produksjonen/tilsiget
- eiga utnytting av krafta

Produksjonsavhengige skattar og avgifter bør vere inkluderte i reknestykka.

8 TEKNISK PLANLEGGING AV KRAFTVERK

8.1 Generelt

Planlegging og bygging av eit kraftverk har ei teknisk, ei økonomisk og ikkje minst ei miljømessig side.

Teknisk planlegging av eit kraftverkprosjekt startar med å kartleggje mogelege alternative plasseringar av inntak og utløp for kraftverket. Normalt bør ein undersøkje fleire alternativ med grove skisser og overslag før ein vel endeleg stad for ei meir detaljert planlegging.

Føresetnader for ei god teknisk-økonomisk planlegging på detaljstadiet er følgjande:

- miljøkrav bør vere kjende før endelege tekniske planar, som krav til minstevassføring frå dammen, eventuelle krav om omløpsventil i stasjonen, spesielle krav til tilgjenge (rein, kulturminne), linetrasé, osb.
- kart i målestokk 1:500 eller 1:1 000 for området, eller 1:5 000 for området samt detaljkart eller profilar for damstad, vassvegtrasé og kraftstasjonsområde.
- vassmengd med fordeling over året, helst frå måling i eiga elv.
- kunnskap om grunntilhøva for damstad, vassveg og kraftstasjon.
- god kjennskap til is- og flaumtilhøve i elva, spesielt der inntaket er tenkt plassert, men også for stasjonen slik at denne ikkje druknar under flaum.
- oversikt over eigedommar som kan bli påverka av utbygginga eller som det bør takast omsyn til i utforminga av kraftverket.
- eit godt prisgrunnlag for optimalisering av hovudkomponentane. Eit dårleg grunnlag kan føre til at ein vel feil dimensjon på utstyret, som igjen kan føre til revisjonar av planar eller svekka økonomi i prosjektet dersom feilen ikkje blir oppdaga i tide.
- klassifisering av dammar, luker og vassvegar (røyr, tunnelar osb.) i høve kva konsekvensar eventuell svikt eller brot kan innebere. Klassifiseringa er avgjerande for kva tekniske krav som vil gjelde for dei ulike anleggsdelane, og for kva planar som skal utarbeidast.

Ved alle prosjekt følgjer det ein viss risiko i byggje- og driftsfasen. Ein god plan bør difor kartleggje alle risikoelement ved prosjektet og innehalde ei vurdering av sensitiviteten til prosjektøkonomien for desse.

8.2 Dam, inntak, luker og røyr

NVE fører tilsyn og skal godkjenne planlegging, bygging og drift etter konsesjonen og brotkonsekvensklassane (klasse 0–3). Det blir vist til følgjande regelverk som er å finne på NVE si heimeside:

- Vassressurslova
- Forskrift om internkontroll
- Forskrift om tryggleik og tilsyn med vassdragsanlegg (damtryggingsforskrifta, revidert utgåve i 2009)
- Retningsliner til damtryggingsforskrifta
- Rettleiar for planlegging, bygging og drift av små vassdragsanlegg med konsesjon
- Rettleiar for planlegging, bygging og vedlikehald av små dammar

Detaljerte planar som er omtalte i konsesjonsvilkåra, skal sendast NVE for godkjenning. Dei skal omfatte alle tekniske og miljømessige planar som er naudsynte for å dokumentere at anlegget blir planlagt og bygd i samsvar med konsesjonsvilkår og forskrifter.

Også for konsesjonsfrie anlegg skal NVE få tilsendt tekniske planar for dammar og vassvegar som er klassifiserte i brotkonsekvensklasse 1–3. For resten av utbygginga vil det vere kommunen som står for sakshandsaming og kontroll etter plan- og bygningslova (tbl).

Forslag til klassifisering av dam og vassveg skal vere godkjent av NVE før NVE kan handsame tekniske planar, jf. damtryggingsforskrifta.

8.3 Dam og inntak

Dam og inntak må planleggjast i samanheng, men dei må ikkje byggjast saman i ein felles konstruksjon.

I eit vatn må dammen naturleg nok liggje ved utløpet. Inntaket kan derimot leggjast der det er gunstigast for vassvegen til stasjonen.

Med inntak i elv vil det som oftast vere gunstigast å byggje dam og inntak som ein felles konstruksjon.

8.3.1 Dam

Den viktigaste funksjonen til dammen for små kraftverk med inntak i elv er å etablere eit mindre basseng/overvasspegel framfor kraftverksinntaket, slik at:

- stabilt isdekke blir etablert
- inntaket med varegrind blir godt dykka for is og rask
- vassfarten framfor inntaket blir redusert
- risikoen for luftmedrivning blir redusert
- eventuelle sediment i elva legg seg i bassenget og kan seinare spylast ut
- ein får tilstrekkeleg overflateareal til at vasstandsregulatoren for turbinen kan fungere tilfredsstillande

Elles blir det vist til rapporten om grunne inntak som er utarbeidd i regi av NVE.

Inntak i mindre vatn gir gunstigare inntakstilhøve og bør prioriterast dersom mogeleg.

Med inntak i vatn bør også mogelegheitene for større eller mindre regulering undersøkja slik at ein kan:

- redusere flaumtapet under kortare nedbørsperiodar
- tilpasse produksjonen til eige forbruk over døgnet utan tap av vatn
- ha mogelegheit for sesongregulering

NVE skal godkjenne klassa til dammen. Vidare skal det leggjast fram naudsynt dokumentasjon av planlegginga for NVE, som skal godkjenne vesentlege delar av planmaterialet, jf. tryggingsforskrifta.

Damtypar

Den mest vanlege damtypen for små kraftverk vil vere gravitasjonsdam i betong (massivdam) fundamentert på fjell. Platedammar i betong er også mykje brukte. For låge dammar (< 5 m) på fjell vil desse damtypane vere billigast. Dammen vil her vere ein del av flaumløpet, medan ein fyllingsdam må ha eige flaumløp.

Andre fundamenteringstilhøve enn fjell, tilgang på lokale materiale eller tilgjenge kan krevje at ein også vurderer andre damtypar, som fyllingsdam (fleire typar), kvelvdam i betong, trebukkedam (tillaten i klasse 0 og 1), trekistedam, gabiondam osb. Eksisterande gamle fløtingsdammar utførte som murte steindammar kan også brukast, men må som oftast rehabiliterast for å tilfredsstille gjeldande regelverk.

Flaumløp

Dammen må kunne avleie ein flaum utan skade og slik at toppen av dammen eller lukehuset ikkje blir sett under vatn. For ein betongdam på fjell vil flaumløpet normalt vere over dammen. Flaumløpet må plasserast slik at energien i vatnet på avløpssida kan takast opp av fjellet utan å grave i lausmassar og slik at fundamenteringa av dammen ikkje blir rørt.

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

der:	Q_{dim}	- Flaumkapasitet	$[\text{m}^3/\text{s}]$
	c	- Overløpskoeffisient	
	L	- Overløpslengd	[m]
	H_0	- Overløpshøgd (vasstand over terskel)	[m]

Dimensjonerande flaum, Q_{dim} , vil vere Q_{1000} (gjentaksintervall 1000 år) for dammar i brokonsekvensklasse 2, 3 og 4. For dammar i brokonsekvensklasse 0 og 1 vil Q_{dim} vere Q_{200} og Q_{500} .

Det blir kravt aksept frå NVE for kva flaum- og tappeløp som kan takast med i berekninga av flaumavleiingskapasiteten.

Dimensjonering av dam og overløpstterskel for stabilitet

Det blir vist til krav i damtryggingsforskrifta og tilhøyrande retningslinjer.

Tappeorgan i dam

Inntaksbassenget framfor dammen må frå tid til annan kunne tömmast for rask og sediment i tillegg til at dammen kan ha behov for å bli tørrlagt for reparasjon.

Dammen bør difor utførast med eit tappeorgan. Det kan vere eit botntappeløp med glideluke eller skuvespjeldventil. Alternativt kan ein bruke bjelkestengsel eller nålestengsel i aluminium eller impregnert plank.

Slepping av minstevassføring

Ved konsesjonshandsaminga vil som regel utbyggjaren grunna miljømessige omsyn bli pålagd å sleppe vatn forbi inntaket. Dette blir kalla minstevassføring. Denne kan også påleggjast med variabel storleik over året.

Dammen må då utstyrt med eit tappeorgan som kan regulere dette nær uavhengig av vasstanden i bassenget. Tappeorganet må vere slik sett opp at det ikkje tømmer bassenget når naturleg tilsig er mindre enn minstevassføringa. Som tappeorgan kan ein bruke tappeventil, botntappeluke osb.

Når det blir tillate med utbygging utan konsesjonshandsaming (fritak frå konsesjonshandsaming), skal den vanlege lågvassføringa (sjå kapittel 4 Hydrologi) vere tilbake på elvestrekninga som blir påverka av utbygginga.

8.3.2 Inntak

Den viktigaste funksjonen til inntaket er med minst mogeleg falltap å:

- få vatnet inn i vassvegen utan at luft, rask, sarr eller is blir ført med vatnet. Då unngår ein problem med turbinen

Inntaket blir utstyrt med ei varegrind (rist) og eit stengjeorgan. Sistnemte er vanlegvis ei luke eller i nokre tilfelle ein ventil.

Inntaket må plasserast rett i høve straumen, slik at rasket går over flaumlopet i flaumperiodar og ikkje mot inntaket slik at det blir tetta igjen. Ei elv med mykje rask, isgang og sedimenttransport bør studerast nøye før endeleg utforming og plassering. Generelt blir inntaket plassert i høve vassvegtraseen, slik at vassvegen blir billigast mogeleg.

Inntaket blir utført i betong medan eit eventuelt lukehus over golv for plassering av lukeopptrekk og styring gjerne blir utført i tre. I dei fleste tilfelle blir lukehus sløyfa.

Sjå også NVE- rapport om "Grunne inntak".

Varegrind

For å hindre større objekt som greiner, kvist og stein i å komme inn i vassvegen blir det installert ei varegrind i inntaket for å unngå skade på utstyr som ventil, turbin osb. Varegrinda blir dimensjonert for eit gitt differansetrykk for å motstå delvis tetting av mose, lauv osb. Varegrinda må vidare dimensjonerast og konstruerast slik at det ikkje oppstår resonans og dermed vibrasjoner i konstruksjonen som kan føre til skader på grinda.

Varegrinda blir plassert med tilstrekkeleg dykking i høve vasspegelen i inntaksbassenget for å unngå isproblemer og danning av sarr. Vidare bør terskelen til varegrinda løftast opp frå elvebotnen, slik at ikkje sedimenttransporten langs elvebotnen kjem inn i inntaket.

Varegrinda blir utført slik at den gir minst mogeleg falltap. Lysopninga mellom grindstavane skal ikkje vere større enn at varegrinda held tilbake gjenstandar som kan kile seg fast i turbinen når leieapparat står i ca. 80 % open stilling.

For små kraftverk blir det gjerne valt eit grindareal som gir ein bruttofart på vatnet på rundt 0,5–0,8 m/s inn i grindtverrsnittet. Låg fart forenklar også reinskninga av grinda.

For elvekraftverk av ein viss storleik der det i periodar av året kan vere mykje tilførsel av mose, lauv, osb. kan det vere aktuelt å installere ein automatisk grindreinskar for reinskning av varegrinda.

8.3.3 Luker, generelt

I samband med dammar og inntak kan det vere aktuelt å installere manøvrerbare luker for ulike formål. Det kan skiljast mellom tre hovudgrupper:

- Flaumluker for avleiing av vatn
 - overflateluker i dam
 - botnluker i dam
- Inntaksluker for stenging av vassveg mot inntaksmagasin
- Sugerøyrsluker for stenging mot undervatnet

Ved småkraftverk bruker ein normalt ikkje flaumluker. Flaumluker fordyrar anlegget og krev manøvrering.

Behovet for luker må vurderast for dei einskilde anlegga ut frå krav til flaumavleiing, nedtapping av magasin, stenging av vassvegen mot magasinet i gitte situasjonar osb.

Generelt gjeld det for luker at dei skal vere solide og pålitelege konstruksjonar ved alle drifttilhøve. Luke med tilhøyrande utstyr må utførast og plasserast slik at ein tek omsyn til funksjons- og driftstryggjelek og tilgjenge for inspeksjon og vedlikehald.

Manøvreringsspel skal ha kapasitet som sikrar manøvrering av luka under alle tilhøve, ut frå dei funksjonskrava som er sett.

Luker som kjem inn under verkeområdet til damtryggleiksforskrifta, skal dimensjonerast etter krava som er gitt i forskrifta og tilhøyrande retningsline. Luker i dammar innanfor verkeområdet til tryggleiksforskrifta har same klasse som dammen, og krava i tryggleiksforskrifta gjeld tilsvarende.

Dersom inntaket ikkje blir rekna som ein del av dammen, skal inntaksluka ha same brotkonsekvensklasse som dammen.

Luker som ikkje er knytte til dammar, og andre stengjeorgan i vassvegen, kjem inn under verkeområdet til tryggleiksforskrifta dersom dei har brotkonsekvensar som inneber fare for menneske, miljø og eigedom, og skal klassifiserast etter konsekvensane.

Luketypar

Nedanfor er det lista opp typiske luker som er aktuelle for små vasskraftanlegg:

- **Glideluke**

Glideluker blir ofte brukte som tappeluker i dammar og overføringar, men blir også brukte som inntaksluke for avstenging mot inntaksmagasin. Vidare blir glideluker brukte som sugerøyrsluke for avstenging mot undervatnet i kraftstasjonar som er dykka. Glideluker er eigna som tappeluker ved at dei kan stå i mellomstillingar og regulere tappemengda.

Glidelukene er utstyrt med glidelister, ofte i messing eller bronse, som glid mot ei rustfri anleggssflate i føringane. Lukebladet kan vere utført som bjelkekonstruksjon eller ei massiv plate. Som tetning blir det brukt gummiprofiler.

- **Rulleluke**

Rulleluker blir brukte hovudsakleg som inntaksluker i kraftverksinntak, og dei blir gjerne brukte der det er behov for ein naudstengjefunksjon. Ei rulleluke skal kunne lukkast ved eiga tyngd, dvs. utan hjelp av lukespelet med full vassføring gjennom lukeløpet. Ei rulleluke skal kunne stå anten heilt open eller stengt og er difor lite eigna til å stå i mellomstillingar som tappeluke.

Større rulleluker er som regel laga som ein bjelkekonstruksjon, medan dei mindre blir laga av massive plater. Slike luker er utstyrt med hjul/ruller slik at friksjonskrafta mot lukking blir så litra at luka går ned. Som tetning blir det brukt gummiprofiler.

I tillegg til ovannemnde luketypar kan også segmentluke og eventuell klappeluке vere aktuelle luketypar for elvekraftverk av ein viss storleik i samband med flaumavleiring over dam og regulering av vasstanden i eit magasin.

Manøvreringsspel for luker kan anten vere mekaniske eller hydrauliske. Hydrauliske spel er den typen som er mest brukt. Hydraulisk utstyr er i stor grad standardisert, slik at delar er lett tilgjengelege. Vidare er dei tekniske løysingane som oftast svært pålitelege og robuste nok til å tolde drift sjølv ved svært låge temperaturar. Hydrauliske spel er å føretrekkje for luker som i ein nødsituasjon skal opne/stengje ved eiga tyngd utan krafttilførsel.

Mekaniske spel som skruespel er også robuste løysingar som i mange tilfelle er alternativ til hydrauliske spel.

8.4 Vassveg

8.4.1 Generelt

Vassvegen blir definert som den vegen vatnet blir leidd frå inntaket til kraftstasjonen og fram til utløpet i elv eller sjø. Vassvegen kan bestå av røyr, tunnel (sprengt eller bora), sjakt eller kanal. Lange vassvegar kan utgjere meir enn 50 % av totalkostnaden til kraftverket. Vanlegvis er røyr, anten på fundament eller nedgrave, det mest aktuelle for småkraftverk. Tunnel er mest aktuelt ved større vassføringar eller der ei røyrgate ikkje lèt seg gjennomføre på grunn av vanskeleg terren. Likevel er det ikkje sjeldan at ein kombinasjon av bora sjakt og tunnel med fordel kan brukast.

Vassvegen må vurderast og planleggjast nøyde (spesielt lange vassvegar). Dette må vurderast:

- opptredande vasstrykk
- konsekvensar ved brot
- fare for ras
- fare for frysing av vassvegen
- investeringskostnad
- vedlikehaldskostnad

Avhengig av opptredande vasstrykk og røyrdiameter kan det vere store krefter som skal bli tekne opp ved tverrsnitts- og retningsendringar i røytraseen.

Når vassvegstypen er vald, bør det gjerast ei økonomisk berekning for å finne optimalt tverrsnitt. Det finst fleire tilfelle der anlegg er utførte med anten for lite tverrsnitt som gir eit falltap som reduserer inntektene til kraftverket, eller med eit for stort tverrsnitt som gir større investeringskostnad enn det som er naudsynt.

Havari på ei røyrgate kan få store følgjer for menneske, miljø og eigedom. Uansett vil eit havari kunne bli katastrofalt for økonomien til utbyggjaren. Dersom havariet skuldast manglande planlegging eller feil ved utføringa, kan ein ikkje vere sikker på at forsikringsselskapet vil dekkje tapet!

8.4.2 Krav frå styresmaktene

Konsesjon og løyve

For dette blir det vist til Kapittel 3 - Lover og forskrifter - saksgang

Melding om tiltak for klassifisering og godkjenning av vassvegen

Når anleggseigar planlegg bygging, skal det sendast ein kortfatta prosjektomtale til NVE. Den skal i tillegg til data for anlegget også innehalde ei skildring av dei tiltaka som skal gjerast. Ut frå stadlege tilhøve skal også brokonsekvensklasse bli føreslått. Dersom eit eventuelt brot på ein dam eller røyrgate ikkje vil kunne gi skadar på bueiningar eller infrastruktur, kan NVE foreslå at anlegget blir plassert i brokonsekvensklasse 0 etter *Forskrift om sikkerhet ved vassdragsanlegg* som er gjort gjeldande frå 01.01.2009. For mindre anlegg som er unntakne offentleg tilsyn, vil krav ved utbygginga overlatast til stadlege byggjestyresmakter etter plan- og bygningslova (tbl).

Planlegging av røyrgater i brokonsekvensklassane 0–3

Dersom NVE plasserer røyrgata i ei av brokonsekvensklassene frå 1 til 3, skal planleggjar og utførande part ha kvalifikasjonar som oppfyller NVE si *Forskrift om sikkerhet ved vassdragsanlegg*. NVE står for godkjenning av rådgivningsfirma. Det er ei liste over desse på NVE sine heimesider (www.nve.no). Entreprenørar blir godkjende etter godkjenningsordninga i tbl.

Det blir også forlangt at det før igangsetjing blir utarbeidd ein kontrollplan for utføringa etter NVE si *Retningsline for planlegging og bygging* for å sikre at utføringa blir som planlagd. Ved ferdiggjering skal det utarbeidast ein sluttrapport med kontrollørens vurdering av kvaliteten på røyrgata.

For vassdragsanlegg som blir plasserte i brokonsekvensklasse 0, gjeld berre forskrifa sitt krav om sikringstiltak av omsyn til publikum og melding om ulukker og hendingar, i tillegg til nokre fellesvedtak.

8.4.3 Røyr

Røyrtyper

Det er fleire røyrtyper som kan vere aktuelle. Ved store dimensjonar kombinerte med høge trykk er berre stål eigna som røyrmateriale. Ved lågare trykk eller mindre dimensjonar har ein valet mellom ulike røyrmateriale som alle har ulike krav til skøytemetode og fundamentering. Nedanfor er det lista opp ei samanstilling av røyrtyper som blir brukte. Jf. krav gitt i damsikkerhetsforskriften og i retningsline for stengje- og tappeorgan, røyr og tverrslagsportar. Dersom ein går utanfor vanlege bruksområde for standardiserte, serieproduserte røyr til tross for tilrådingar gitt i retningslinene, blir det krav ekstra dokumentasjon for røyra.

Røyrtype	Bruksområde/utføring/fundamentering/vedlikehald
Stålrojr	<p>Stålrojr kan i utgangspunktet leverast i ”alle” røylengder, diametrar og trykklassar, men blir ofte levert i lengder på 6 eller 12 m. Frittliggende røyr blir utført med ekspansjonsboksar ved forankringsklossar for å ta opp aksiel rørsle pga. temperatur- og trykkvariasjonar. For frittliggende røyr kan fundamentavstand veljast opp til 12 m der tilhøva tillet det.</p> <p>Nedgravne røyr kan leggjast utan ekspansjonsboks og forankringsklossar der det ligg til rette for det. Nedgravne røyr blir gjerne utstyrte med inspeksjonsmøgeleheit med jamne mellomrom langs røyret.</p> <p>Der tilhøva ligg til rette vil nedgravne røyr gi billegaste løysing.</p> <p>Stålrojr krev blåsereinsing og måling inn- og utvendig. For nedgravne røyr blir ekstra korrosjonshandsaming brukt utvendig, til dømes polyetylenkappe.</p> <p>Som alternativ til sveising av røyrskøyter på anlegg blir det i nokre tilfelle brukt strekkfaste eller ikkje strekkfaste koplingar.</p>
Støypejernsrøyr	Duktile støypejernsrøyr er ofte eit alternativ til stålrojr. Røyrene blir leverte i standard lengder, diametrar og trykklassar som blir kopla saman med strekkfaste eller ikkje strekkfaste muffekoplingar. Standardlengder er 6 og 7 meter avhengig av røyrleverandør.

	<p>Støypejernsrør blir lagt frittliggjande på fundament eller nedgravne i grøft. Fundamentavstand for frittliggjande rør er 6 eller 7 m avhengig av røyrlengde. Med ikkje strekkfaste koplingar må frittliggjande røyrgater utførast med fastfundament for kvart rør.</p> <p>For nedgravne rør ved hellingar over ca. 15° skal det, uavhengig av grunntilhøva, utførast berekningar som viser korleis ein sørger for stabiliteten til røyret (inklusive eventuell bruk av forankringsfundament og/eller rør med strekkfaste skøyter).</p> <p>Duktile støypejernsrør blir gjerne skifta ut når dei er modne for vedlikehald.</p>
GRP-rør (Glasfiber Reinforced Polyester)	<p>GRP-rør kan vere eit alternativ til stålrør eller duktile støypejernsrør, og dei leverast i standard lengder, diametrar og trykklassar som koplast saman med ikkje-strekkfaste muffekoplingar. Standardlengde er frå 6 til 12 meter avhengig av røyrlverandør. GRP-rør blir levert innknekkingssikre. Det er mogeleg å skaffe strekkfaste skøyter.</p> <p>GRP-rør blir lagt frittliggjande på fundament eller nedgravne i attfylt grøft.</p> <p>Frittliggjande rør blir utført med fastfundament for kvart rør. Fundamentavstand for frittliggjande rør er frå 6 til 9 meter avhengig av røyrlengd. Koplingar og fundament vil etter kvart krevje noko vedlikehald.</p> <p>Fundamentering av nedgravne GRP-rør ved hellingar over ca. 15° gjeld tilsvarende for duktile rør.</p>
PE-rør (Polyetylen)	<p>PE-rør blir vanlegvis brukt nedgravne, men kan leggjast på bakken i brotkonsekvensklasse 0 og 1. PE-rør blir anten levert i kveil for dei minste diametrar eller som faste lengder som blir sveiste saman på staden.</p> <p>Røra blir leverte i standard diametrar og trykklassar. PE-rør skal leverast innknekkingssikre.</p> <p>Plastrør blir normalt skifta ut når dei er mogne for vedlikehald.</p> <p>Fundamentering av PE-rør for hellingar over ca. 15° gjeld tilsvarende for rør som er nemnde ovanfor.</p>
Forspente betongrør	<p>Betongrør er i nokon grad brukt ved store diametrar ved moderate og lågare vasstrykk, men er på grunn av si store vekt lite brukt. Røra kan berre brukast nedgravne, og det blir kravt god komprimering sidan dei ikkje toler ujamn setning.</p>
Trerør	<p>Trerør er berre tilletne som frittliggjande rør i klasse 0 og 1 og med vasstrykk på opptil ca. 40 m. Trerør toler lite undertrykk før dei klappar saman. Røyrtasé og luftinnsleppingsorgan må difor veljast slik at det ikkje oppstår undertrykk langs nokon del av traséen. Trerør blir vanlegvis kontinuerleg og frittliggjande lagt på fundament.</p> <p>Trerør krev relativt tett med fundament, avstand 3–4 m. Fundamentavstand blir rekna ut i kvart tilfelle.</p> <p>Trerør vil krevje relativt mykje vedlikehald over tid.</p>

Vi vil presisere at prisforskjellar mellom røyrtypane kan endre seg over tid avhengig av utviklinga på aktuelle råstoff.

Optimalisering av røyrdiameter

I tilløpsrør oppstår det falltap som aukar med vassfarten i røyret. Dette skuldast i hovudsak friksjonen mellom vatn og røyrvegg. I tillegg kjem singulære falltap i bend, innsnevringar, utvidingar osb. Sidan ein vassturbin utnyttar trykkenergien til vatnet, er det om å gjere at minst mogeleg av energien går tapt i vassvegen.

For ei bestemt vassmengd blir energitapet påverka av tre faktorar:

- lengda på røyret
- den innvendige diameteren på røyret

- den innvendige flata på røyret (om den er ru)

Ved val av røyrdiameter må ein vurdere kostnadar for røyret og falltapet i røyret. Tverrsnittet til røyret blir sett slik at marginal kostnad ved auke av tverrsnittet skal vere lik verdien av innvunne energi. Eller for å seie det på ein annan måte: Ein finn optimal røyrdiameter ved at ein bestemmer tverrsnittet der kostnaden for den siste auken av tverrsnittet er lik noverdien av framtidige inntekter på grunn av denne utvidinga. Ved optimalisering av vassvegen blir det brukt ein energipris som illustrerer den framtidige situasjonen så godt den let seg definere.

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

kor:	Q	- Slukeevna til turbinen	$[\text{m}^3/\text{s}]$
	C_{maks}	- Maksimal vassfart $= \frac{Q}{A}$	$[\text{m}/\text{s}]$
	A	- Røyrtverrsnitt	$[\text{m}^2]$
	π	- 3,14	$[-]$

Farten i eit røyr etter optimalisering vil ligge på mellom 2–4 m/s basert på maksimal turbinvassføring.

For røyrgater med høgt trykk kan det vere økonomisk å auke diameteren øvst der trykket er lågast. Røyret kan slik sett delast inn i trykkområde med kvar sin optimale diameter.

Lengda på røyret er avhengig av traseen som blir vald frå inntaket og ned til kraftstasjonen. I utgangspunktet bør det veljast ein trasé som gir kortast mogeleg røyrlengde, og der det samtidig er lett å leggje røyret. Ved fastlegging av røyrtirasé og røyrlengde må det takast omsyn til ujamt terreng og omvegar ein må ta frå inntaket og ned til kraftstasjonen.

Friksjonstapet i eit røyr blir som nemnt bestemt av lengda på røyret, diameteren, vassfarten og kor ru rørveggene er.

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

der:	λ	- Friksjonskoeffisient	$[-]$
	L	- Røyrlengd	$[\text{m}]$
	D	- Røyrdiameter	$[\text{m}]$
	C	- Vassfart	$[\text{m}/\text{s}]$
	g	- Tyngda sin akselerasjon	$[9,81 \text{ m}/\text{s}^2]$

Friksjonskoeffisienten for røyr er avhengig av kor ru overflata er, diameter på røyret og vassfarten.

Nedanfor er det angitt friksjonskoeffisientar for ulike røyr som grunnlag for grove overslag. Friksjonskoeffisienten minkar med aukande røyrdiameter og aukar med minkande fart i røyret.

Røyrtypa	Friksjonskoeffisient
Stålrojr (nymalt)	Storleik rundt 0,015
Duktile støpejernsrøyr	Storleik rundt 0,016
GRP-rojr	Storleik rundt 0,015
PE-rojr	Storleik rundt 0,015
Betongrojr	Storleik rundt 0,050
Trerøyr	Storleik rundt 0,030

For å finne røyrtype og kostnad må ein rekne ut det maksimale trykket røyret skal dimensjonerast for. Ved lastavslag eller -påslag, dvs. ved lukking eller opning av leieapparatet til turbinen, oppstår det trykkvariasjonar i tilløpet. Under elles like tilhøve aukar trykkvariasjonane med aukande lengd og vassfart. Trykkvariasjonen er saman med fallhøgda bestemmande for dimensjonerande trykk for tilløpsrøyret.

Maksimal trykkstiging for rør ved fallhøgder over ca. 200 m. blir rundt 10 % av brutto fallhøgd. Ved lågare trykk kan maksimal trykkstiging bli på 15–20 %.

Fastlegging av lukketida til leieapparatet til turbinen er ei vurdering mellom trykkvariasjonar i vassvegen og turtallsstiging for turbinagggregatet. Rask lukketid gir store trykkvariasjonar og liten turtallsstiging, medan lang lukketid gir låge trykkvariasjonar og stor turtallsstiging.

For Peltonturbinar med deflektor, som bøyer av vasstråla ved eit turbinavslag, kan trykkvariasjonane i tilløpet bli lågare enn til dømes ein Francisturbin ved at ein set ei lang lukketid for nålene.

8.4.4 Nedgravne rør

Generelt

For å få til ein god røyrtrasé krevst det eit godt kartunderlag eller oppmåling. Ein unngår då unødig høge skjeringar, høge fyllingar og for mange retningsendringar som krev forankring. Ut frå røyrleverandørens krav til maksimalt retningsavvik i røymuffene blir røyret lagt i slake kurver i terrenget både horisontalt og vertikalt. Dersom ein følgjer maksimalt avvik, kan dei opptrerande kreftene takast opp av omliggande massar. Dette krev likevel at ein bruker friksjonsmassar (knuste massar) utan finstoff.

Det bør i tillegg takast omsyn til det følgjande ved planlegginga:

- Ei røyrgrøft kan lett bli ei drenasjegrøft for omliggande terregn. Det er difor viktig at vasstilsig blir leidd ut av grøfta ved jamne mellomrom. Vatn i grøfta kan gi oppdrift av røyret når det ikkje er fylt
- Bekker som kryssar røyrgatetraseen, må leiast sikkert forbi, helst i open kanal

Legging av rør i grøft

Røyrgrøfta blir utført etter instruksjonane til røyrleverandøren, eventuelt etter skildring utarbeidd av fagansvarleg som har prosjektert anlegget. Grøfta blir graven etter vanlege reglar for graveskråning, eventuelt blir ho sprengt i tråd med NS 3420. Det er viktig med avgreiningar for drenasje av grøfta. Deretter blir det lagt eit fundament av friksjonsmassar som blir komprimerte etter gjeldande krav. Friksjonsmassane vil sjølv vere drenerande, men det blir tilrådd å sikre drenasjen med spesielle drenasjerør. Trykkrøyret blir lagt med avstandsklossar i muffene. Dette sikrar at ein har ”noko å gå på” ved belastingar frå vasstrykk og temperaturendringar. Friksjonsmassar blir også lagde på begge sider av røyret og blir komprimert i tråd med gjeldande krav. Normalt ønskjer røyrleverandøren friksjonsmasse til omrent midtvegs mellom senter- og topprør. Ei godt komprimert sidestøtte for røyret sikrar at horisontale krefter kan takast opp utan at røyret glid ut av muffene. Nokre leverandørar tilrår også at ein bruker friksjonsmasse til omfylling over røyret. Likevel kan friksjonsmassen ofte vere kostbar i innkjøp og frakt. Det blir tilrådd å vurdere å bruke stadleg masse harpa for større stein. Leverandørane oppgjev maksimal storleik på steinar i spesifikasjonane sine. Til resterande tilbakefylling blir det brukt stadlege massar med ei overdekking dimensjonert ut frå frostdjup og eventuelle vertikalkrekter som ein skal ta omsyn til. Vi gjer merksam på at det er viktig å bruke tette massar i overflata for å hindre at for mykje vatn blir drenert ned i grøfta. Lokalt fjerna topplag skal normalt takast vare på og leggjast tilbake i røyrtraseen.

Kreftar som påverkar røyret eller røyrgrofta og naudsynte tiltak

Type	Årsak	Tiltak
Undertrykk (vakuum)	Undertrykk kan oppstå ved tømming av røyret. Dette gjeld alle typar rør	Det blir etablert mogelegheit for innslepp av luft ved den øvre enda av røyrgata
Vasstrykk	Vasstrykket oppstår ved trykksetting av røyret, og det blir lagt til variable lastar, til dømes trykkstøyt	Korrekt trykkklasse blir vald. Røyret må forankrast ved retnings- og tverrsnittsendringar
Jordtrykk	Jordtrykket kan bli stort der røyret blir liggjande djupt	Røyleverandøren har opplysingar om kva røyret toler av overfylling. Dersom jordtrykket blir for stort, må traseen justerast. Alternativt blir det utført tiltak som reduserer overfyllinga
Eigenvekt	Eigenvekta til røyret kan resultere i gliding i bratt terregn	Betongfundament som forankring av røyra. Alternativt kan ein gi røyra strekkfaste skøyter
Trafikklast	Vegar som kryssar røyrgata	Kontakt røyleverandøren for å få opplyst kva røyret toler av trafikklast. Ei støypt betongplate kan fordele lasta. Alternativt kan røyret leggjast i kulvert

Fundamenta for retnings- eller tverrsnittsendringar får ulikt omfang alt etter som det blir fundamentert på fjell eller lausmasse. Dersom fjell er tilgjengeleg i umiddelbar nærleik, blir det tilrådd å leggje traseen på fjell, sidan fundamenta i dette tilfellet blir vesentleg enklare og billigare. Ved fjell kan ein normalt ta opp kreftene ved hjelp av fjellboltar. Ved fundamentering på lausmassar skal alle kreftene takast opp med vekta av fundamentet. Ved store trykk og røyrdiametrar kan dette resultere i formidable fundament. Ved røyrgater i brokonsekvensklass 4 skal likevel kreftene berre takast opp av vekta til fundamentet.

Tiltak ved kryssande bekker

Som tidlegare nemnt, kan ei røyrgroft lett bli ei drenasjegrøft for omliggande terregn. Noko vatn vil alltid trengje ned i røyrgrofta, men dette blir teke hand om av eit planlagt drenasjesystem. Ein må likevel ta omsyn til vatn frå kryssande bekker, og det blir tilrådd å etablere eit sikkert innløp til ein betongkanal over røyrgata. For å tilfredsstille miljøomsyn kan kanalen ”kamuflerast” med stein og lausmassar.

8.4.5 Rør på fundament (frittliggjande rør)**Generelt**

Som for nedgravne rør er det viktig å måle opp ein trasé best mogeleg, slik at ein sikrar ei optimal plassering. Rør på fundament består av rette parti med markerte knekkpunkt som tek omsyn til kreftene frå retningsendringane ved hjelp av forankringsklossar, og det er dei same kreftene som belastar røyrgata (jf. pkt. 8.3.4).

Ved planlegginga må ein i tillegg ta omsyn til desse viktige elementa:

- Frittliggjande rør er utsette for frost. Eventuell frostisolasjon må vurderast
- Bekker som kryssar røyrgatetraseen må leiaast sikkert forbi røyret, slik at ikkje lausmassar eller anna som blir ført med bekken, kan blokkere passasjen
- Frittliggjande rør kan lett ta skade av ras. Det er difor viktig å skjerme røyra på rasfarlege stader

Utføring av fundament

Fundament for retnings- eller tverrsnittsendar blir utført i hovudsak som for fundament ved nedgravne røyr. Likevel blir det stilt spesielle krav til fundament for skøyter ved GRP-røyr utan muffle, sidan røyret skal understøttast på kvar side av skøyten.

Mellomfundament blir brukt ved lange røyr (8–12 m) for å støtte opp røyret mellom dei store klossane. Fundamenta blir påverka av vertikallast og ei varierande aksialkraft på grunn av friksjon ved temperaturendringar.

8.4.6 Brotkonsekvensklassar, godkjenning

For anlegg som er plasserte i ei brotkonsekvensklasse er det eit krav frå styresmaktene at røyrgata og fundamenta skal planleggjast og reknast ut av NVE-godkjende rådgivarar. Likevel kan konsekvensane for kraftwerkseigaren bli formidable ved eit havari, så vi tilrår å uansett kontakte ein godkjent rådgivar.

8.4.7 Tunnel/sjakt

Typar: sprengt eller bora

Tunnel blir også brukt for små kraftverk, men då helst ved større vassføringer eller der terrenget ikkje mogeleggjer legging av røyr. Korte tunnelar, 5–600 m lange, kan dersom fjellet er normalt bra konkurrere med stålrojr med diameter frå 1,0 m og oppover. Slike tunnelar kan drivast med enkelt utstyr, såkalla "last og ber"-utstyr. Minstetverrsnittet vil ligge på 10–12 m². Det er sjeldan at noko anna enn minstetverrsnittet er aktuelt for små kraftverk. Dersom ein i tillegg tek omsyn til at tunnelen ikkje frys om vinteren, har låge vedlikehaldskostnad, ikkje er utsett for rasfare frå snø og is og på grunn av storleiken også har lågare friksjonstap enn røyr, kan tunnelen vere eit interessant val som vassveg.

Korte tunnelar og sjakter kan også utførast ved boring. Med vanleg rett boring (pilotbore og opprømming til ønskt diameter) kan ein bore inntil ca. 700 m. Diameteren kan vere større enn 2 m.

Det er i dag også mogeleg å bruke retningsstyrt boring. På dette feltet blir det for tida arbeidd med utvikling av prototypar.

Det blir ofte brukt ein kombinasjon av sprengt tunnel og bora sjakt. Då blir vatnet ført ut frå tunnelen i røyr fram til turbinen. Her er det viktig å hugse at røyret i så fall må førast så langt inn i tunnelen at fjelloverdekkinga gir fjellspenningar som med ein akseptabel tryggleiks faktor overstig vasstrykket.

Friksjonstapet for tunnelar blir rekna ut etter følgjande formel:

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

der

Q	- Turbinvassføring	[m ³ /s]
L	- Lengd på tunnelen	[m]
M	- Mannings friksjonskoeffisient, 1)	[m 1/3/s]
A	- Tunneltverrsnitt	[m ²]
R	- Hydraulisk radius = A/O	[m]
O	- Våt omkrins	[m]

- 1) ca. 33 for sprengt tunnel og ca. 65 for bora

Optimalisering av tunnel/sjakt

Optimalisering av tverrnittet blir prinsipielt utført på same måte som for røyr.

8.4.8 Kanal

Kanal er mest vanleg i avløpet frå stasjonen og ut i elva eller vatnet/havet, men kan også brukast i tilløpet. Kanalen må ligge med svakt fall. Dersom kanalen eksempelvis har eit falltap på 10 cm over ei 100 m lengd, må kanalen ha eit tilsvarende fall over den same lengda. Hellinga bør leggjast slik at vassfarten ikkje overstig ca. 1 m/s. Høgare fart gir større falltap og dermed større krav til erosjonssikring. Tilhøva på staden vil vere avgjerande for kva som er mogeleg å få til og kva som totalt sett er rette falltilhøve.

Kanal kan vere ein billig vassveg dersom han blir liggjande i tette massar, slik at ein slepp tetting med betong, asfalt eller geomembran i botn og sider. Den kan også lett utførast av utbyggjar sjølv. Dersom topografien og klimatilhøva ligg til rette for det, kan det vere ein god måte å føre vatnet fram til ein eigna stad der det kan takast ned i ei røyrgate. I vurderinga må ein ta spesielle omsyn til tilhøva om vinteren og om det er mogeleg å halde kanalen i drift eller driftsklar under alle vintertilhøve og under kortare driftsstans. I tillegg må det takast spesielle omsyn til flaum, avleiing av bølgjer ved turbinavslag osb.

Falltapet i kanalar kan reknast ut etter same formel som for tunnelar. Manningstala for grove overslag vil ligge mellom 25–30 for lausmasse og sprengte kanalar.

8.4.9 Ventiler og luker

Funksjon

Ventiler og luker har som oppgåve å stenge av vassvegen for vasstraum. Avhengig av dimensjonar, belastingar, funksjons- og tryggleiks krav og pris vel ein den mest formålstenlege ventil- eller luketypen til formålet.

- **Avstenging øvre ende av vassveg/tilløpsrøyr**

Vassvegen må kunne avstengjast med ventil eller luke ved inntaket. For røyrgater som kjem inn under NVEs sikkerhetsforskrifter, blir det kravd at vassvegen på ein sikker måte skal kunne stengjast ved alle tenkjelege vassføringar. I brokonsekvensklasse 1 blir det berre kravd manuell avstenging. For anlegg i brokonsekvensklasse 2 og høgare blir det kravd automatisk verkande stengeinnretning.

Stengeinnretninga har følgjande formål:

- Avstenging av vassveg ved inspeksjonar og reparasjonar nedstraums
- Naudstenging av vassveg ved stor vassføring i røyret som følgje av eit røyrbrot

- **Stengjeventil framfor turbinen**

Ein slik ventil inngår vanlegvis i turbinen sin start- og stopp-prosedyre, og har følgjande føremål:

- Unngå ståande trykk på leieapparat ved store fallhøgder for å hindre at lekkasjevatn frå leieapparatet skadar turbinen. Lekkasjevatnet kan vere tilstrekkeleg til at turbinen blir halden i rotasjon
- Tilgang til turbinen for inspeksjon utan å måtte tømme vassvegen
- Naudstenging ved feil på leieapparat, lang rusing osb.

Aktuelle ventiltypar

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

Ventilen er ofte utstyrt med eit oljehydraulisk manøvreringspådrag. Ventilen blir opna med oljetrykk, står i open stilling på oljetrykket under drift og lukkar seg ofte ved hjelp av eit fallodd.

8.5 Kraftstasjon, bygg

Kraftstasjonen blir anten lagd i dagen eller i fjell. Sistnemnte plassering er aktuelt ved tunnelløysingar. To alternativ er aktuelle her:

- Røyr i tunnel og kraftstasjon i dagen
- Kraftstasjon i fjell med eigen tilgangstunnel eller med felles utløps- og tilgangstunnel

Val av løysing blir i hovudsak fastsett av økonomiske og miljømessige tilhøve.

Dei viktigaste funksjonane til kraftstasjonsbygningen vil vere:

1. Ta opp vasstrykket som verkar på turbinen eller ventilen når den er stengd.
2. Vere fundament for turbin, generator og sugerøyr og ta opp dei kreftene som desse påfører fundamentet, slik at utstyret ikkje forskuvar seg og ikkje vibrerer.
3. Skape eit innemiljø for det elektromekaniske utstyret som er tørt, ikkje for varmt under produksjon og ikkje for kaldt under driftsstans (ventilering sommarstid og oppvarming vinterstid)
4. Sikre utstyret mot flaum i elva
5. Isolere for støy med tanke på naboor

Bygningen bør i tillegg få ei form og ein farge som er estetisk, og som ved rett materialval passar inn i landskapet.

Funksjon 1 blir best løyst med å støype fundamentet for stasjonen i betong med ei tyngd og plassering i terrenget slik at fundamentet kan ta opp vasstrykket. Dette er normalt ei betydeleg horisontal kraft. Denne krafta er betydeleg. Til dømes verkar det ei horisontal kraft på 100 tonn på ein stengd ventil framfor turbinen med diameter ø 0,8 m når vasstrykket er 200 m. Fundamentet bør difor helst leggjast på fjell, men det kan også fundamentalterast på lausmassar med tilstrekkeleg bereevne. For å ta opp den horisontale krafta bør betongfundamentet ha tilstrekkeleg vekt og/eller blir grave ned, slik at det blir tilstrekkeleg motfylling. Ein kan også bruke jordanker. Ved ståløryr eller strekkfaste røyr kan stasjonen også hengast i desse. Dette føreset god forankring i overliggjande klossar. På fjell bør det sprengjast ut ei god fortanning under såla, eventuelt bør ein legge fundamentet mot ein god fjellhammar.

Når vasstrykket står mot turbinen og ikkje ventilen, vil horisontalkrafta bli ein annan, avhengig av storleiken på turbintromma. Denne krafta blir oppgitt av turbinleverandøren.

Funksjon 2 blir best løyst med eit fundament i armert betong. Armeringa må ta opp interne krefter frå utstyret slik at det ikkje oppstår riss eller sprekkar. Betongen må ha tilstrekkeleg tyngd til at utstyret ikkje vibrerer.

Funksjon 3 blir løyst ved å bygge eit isolert, vêr-tolande bygg over golv. Det må ha tilstrekkeleg med opningar med vifter til å transportere all tapsvarmen ut under drift. Ventilane må kunne stengjast under stans, spesielt om vinteren. Normalt tap frå ein luftkjølt generator vil vere ca. 5 % avhengig av storleik. Ein 100 kw generator vil gi ca. 5000 watt, dvs. ei betydeleg varmekjelde for eit lite rom. Temperaturen bør ikkje komme over 35 gradar.

Ved stans i drifta om vinteren er det viktig at temperaturen helst blir halden over 5–10 gradar for ikkje å skade det elektriske utstyret.

For mindre anlegg kan bygningen vere uisolert dersom elektronikkskapa er laga for å tolle ein kortare driftsstans.

Transformatoren bør monterast utanfor bygget og bak eit nettinggjerde. Større transformatorar som er oljeisolerte, må stå på fundament over ei oljegrave som kan ta opp oljelekkasjar. Tørrisolerte transformatorar krev ikkje oljegrave.

Funksjon 4 blir løyst ved at flaumvasstanden ved stasjonen blir kartlagd. Ein 100-års eller 1000-årsflaum bør reknast ut, og deretter kan ein avgjere kva risiko ein vil ta. Det blir gjort ved å vege kostnadene ved betre sikring mot dei eventuelle skadane som vil oppstå dersom det skulle komme ein stor flaum. Sikring tyder normalt å løfte høgda på maskinsalgolvet og sjå til at det ikkje er opningar inn under dette nivået.

Ved flaum blir bygningen på grunn av høgare vasstand også utsett for oppdriftskrefter. Ved ugunstige tilhøve kan desse løfte bygningen. Ein bør difor kontrollere at bygningen med eller utan utstyr veg meir enn oppdrifta. Dei fleste små kraftverk er tørroppstilt med maskinsalgolv godt over normal vasstand. Dermed er det noko å gå på under flaum.

Funksjon 5 blir best løyst ved ei usjenerande lokalisering av kraftstasjonen med tanke på naboane. Støyspreiinga bør studerast før plassering. Terrengformasjonar og/eller vegetasjon vil verke som skjerming. Bruk av mest mogeleg støydempeende byggjemateriale bør brukast og opningar og vifter (gerne med lydfeller) for ventilasjon bør vende vekk frå naboar. Ved peltonaggregat bør det hengast lyddempande matter eller etablerast vasslå ved utløpskanalen/røyret.

8.6 Turbin

8.6.1 Generelt

Vasssturbinane omdannar energien i vatnet til mekanisk energi på ein roterande aksling. Ei tradisjonell inndeling av turbinar skil mellom:

- **Partialturbinar** (fristråleturbin), dvs. turbinar med pådrag på berre ein del av omkrinsen til løpehjulet, til dømes Peltonturbinar.
Maksimalt turtal for partialturbinarar er berre avhengig av vassføring og fallhøgd. Ein vel eit så høgt turtal at ein ikkje risikerer såkalla dråpeslagstæringer på løpehjulet.
- **Fullturbinar**, dvs. turbinar der løpehjulet blir drive på heile omkrinsen og alle kanalar til einkvar tid er fylt med vatn med eitt eller anna trykknivå, som Francis- og Kaplanturbiner.

For fullturbinarar er også vassføring og fallhøgd viktige for turtalet, men her må det i tillegg takast omsyn til trykknivået inne i turbinen. Ifølgje Bernoulli's likning vil trykket søkke når farten aukar, og ved for lågt trykk vil vatnet begynne å koke ved den aktuelle temperaturen, og det blir danna dampblærer, dvs. at turbinen kaviterer. Der dampblærene "klappar" saman igjen vil det vere store lokale belastingar som kan tære på materialet, såkalla kavitasjonsskader.

8.6.2 Turbintypar

Dei ulike turbintypane har ulike eigenskapar og bruksområde. Aktuelle turbintypar:

- **Peltonturbin**

Peltonturbinar blir brukte ved lita vassføring i høve fallhøgda. Peltonturbinen har eit område som overlappar Francisturbinen. Overgangsområdet er leverandøravhengig.

I ein Peltonturbin blir vatnet leidd gjennom ein eller fleire dyser som strøymer inn på skovlene til det roterande løpehjulet som fri vasstråle. Når vasstrålen treffer ei skovl, blir strålen bøyd av, slik at det blir overført ein impuls som gir rotasjon av hjulet. Dysene er regulerbare for regulering av vassmengda inn på løpehjulet.

Peltonturbinar kan vere utstyrte med opp til 6 dyser. Fleire dyser gir betre mogelegheit for køyring på dellast, slik at tilgjengeleg vassmengd blir utnytta betre.

Peltonturbinar har noko lågare maksimal verknadsgrad enn Francisturbiner, men har høgare verknadsgrad på dellast enn Francisturbinen.

Peltonturbinar kan anten vere horisontalt eller vertikalt oppstilte. Horisontale turbinar har 1 eller 2 dyser, medan vertikale turbinar har fleire dyser, ofte 4, 5 eller 6 dyser.

Peltonturbinar krev avløp med frispegel (fri vassflate mot luft). For å sikre tilstrekkeleg lufttilførsel rundt løpehjulet er det viktig at løpehjulet er plassert med tilstrekkeleg høgd over undervatnet.

Fallhøgda blir rekna ned til turbinsentret.

- **Francisturbin**

Francisturbinen er den vanlegaste og blir brukt ved middels vassføringar i høve fallhøgda. Francisturbinen dekkjer området mellom Pelton- og Kaplanturbinen. Overgangsområda mot Pelton- og Kaplanturbinene er leverandøravhengig.

Vatnet i ein Francisturbin blir leidd inn via ei spiralromme som fordeler vatnet jamt på leieskovlene og vidare til løpehjulet. Leieskovlene er regulerbare for regulering av vassmengda inn på skovlene til det roterande løpehjulet. Etter løpehjulet strøymer vatnet inn i sugerøyret, slik at høgdeforskjellen mellom turbinen og undervatnet blir utnytta og farten blir gjenvunnen til trykkhøgd. Difor er eit godt utforma sugerøyr viktig ved lågare fallhøgder. Det tyder at sugehøgda utgjer ein viktig del av den energiforvandlinga som finn stad mellom innløpet til og utløpet frå løpehjulet.

Ein Francisturbin blir som regel utført med turbintromme i stål.

Francisturbinar kan anten vere horisontalt eller vertikalt oppstilt. For å minimalisere byggjekostnadene er små kraftverk som regel bygde med horisontal turbin. Turbinen er då lagt ut med sugehøgd slik at utstyret er tørroppstilt i høve undervatnet, dvs. at kraftverket er sjølvdrenerande og blir bygt utan sugerøyrluker og lenseanlegg. Større turbinar er stort sett vertikalt oppstilt og lagt ut med dykking i høve løpehjulet.

Dei fleste små Francisaggregat blir utførte med løpehjulet direkte kopla til generatorakselen.

Som nemnt blir fallhøgda utnytta heilt ned til undervatnet. I høve Peltonturbin blir vunne ca. 2 m ekstra fall.

Francisturbinen har noko høgare maksimalverknadsgrad enn Peltonturbinen, men verknadsgraden blir betydeleg redusert når turbinen blir koyrd på låge vassføringar. Difor bør to turbinar vurderast når ein ikkje har magasin.

- **Kaplanturbin**

Kaplanturbinen blir brukt for store vassføringar i høve fallhøgda. Kaplanturbinen har eit område som overlappar Francisturbinen. Overgangsområdet er varierer frå leverandør til leverandør.

Kaplanturbinen er til ein viss grad lik Francisturbinen i utforming når det gjeld spiraltromme og leieapparat, og energiuttaket skjer i prinsippet på same måte. Kaplanturbinen skil seg likevel frå Francisturbinen ved at han har eit løpehjul forma som ein propell med vridbare skovler, noko som gir god verknadsgrad ved variasjon i vassføring og fallhøgd. Dette gjer Kaplanturbinen eigna i elvar utan magasin der vassføring og fallhøgd varierer mykje over året. Den maksimale verknadsgraden er som for ein Francisturbin, men held seg høg også ved lågare vassføringar.

Ein Kaplanturbin med regulerbart leieapparat og regulerbare løpehjulsskovler som skildre ovanfor, blir kalla dobbeltregulert. Ved liten variasjon i vassføring og med køyring mot eit stift nett kan ein enkeltregulert Kaplanturbin med faste leieskovler og regulerbare løpehjulsskovler vere eit alternativ.

Kaplanturbinen blir utført med turbintromme i stål, betong eller ein kombinasjon av desse. Dette er avhengig av fallhøgda.

Ein tradisjonell Kaplanturbin har vertikal oppstilling. Variantar av Kaplanturbinen er røyrturbin (Bulb turbin) og S-turbin, sistnemte ein enkeltregulerte Kaplanturbin. I tillegg finst andre variantar av Kaplanturbinen som er utvikla hos ulike leverandørar.

Sidan Kaplanturbinen har sugerøyr, blir fallhøgda utnytta heilt ned til undervatnet.

- **Crossflowturbin**

Crossflowturbin (tverrstraumsturbin) er meint for store vassføringar og låg fallhøgd. Også små Crossflowturbinar blir brukte. Crossflowturbinen overlappar delar av bruksområdet til Kaplan-, Francis- og Peltonturbiner. Verknadsgraden er som regel vesentleg lågare for desse turbintypane.

8.6.3 Turbinval

Fastlegging av turbinstorleik

Karakteristiske naturgitte parametrar for turbinytinga er først og fremst vassføring og fallhøgd. Turbinytinga er uttrykt ved følgjande formel:

$$\text{Turbinyting: } P_t = \rho \cdot g \cdot Q \cdot H_n \cdot \eta \quad [\text{W}]$$

der:	ρ	- Vatnet si spesifikke vekt	$[1000 \text{ kg/m}^3]$
	g	- Tyngda sin akselerasjon	$[9,81 \text{ m/s}^2]$
	Q	- Turbinvassføring	$[\text{m}^3/\text{s}]$
	H_n	- Netto fallhøgd	$[\text{m}]$
	η	- Turbinverknadgrad	$[-]$

For å kunne rekne ut avgitt effekt frå generator og eventuell transformator må verknadsgraden for desse også takast med i utrekninga i formelen ovanfor. Dersom det blir brukt gir mellom turbin og generator, må det også takast omsyn til tap i dette.

Peltonturbinar blir plasserte så lågt ned mot undervatnet som praktisk mogeleg for å utnytte fallhøgda maksimalt. Avstanden frå turbinesenter til undervatn vil representera eit tap, men det må takast omsyn til oppstiving i undervatnet under drift og i flaumsituasjonar, slik at undervatnet ikkje stig for langt opp under løpehjulet.

For Francis- og Kaplanturbiner vil fallhøgda frå turbinsenter og ned til undervatnet, sugehøgda, uttrykkjast som eit "sug" eller undertrykk. Det må her takast omsyn til at undertrykket ikkje blir for stort slik at det er fare for kavitasjon. Sugehøgda er difor viktig for fastsetjing av omløpstatalet til turbinen.

Ettersom det er samanheng mellom omløpstatalet og maksimal tillaten sugehøgd må høgt omløpstatalet i mange tilfelle kompenserast med lågare sugehøgd, dvs. at turbinen må plasserast lågare mot undervatnet. For større maskiner må ein ofte dykke turbinen, dvs. plassere løpehjulet lågare enn undervassnivået av omsyn til kavitasjon.

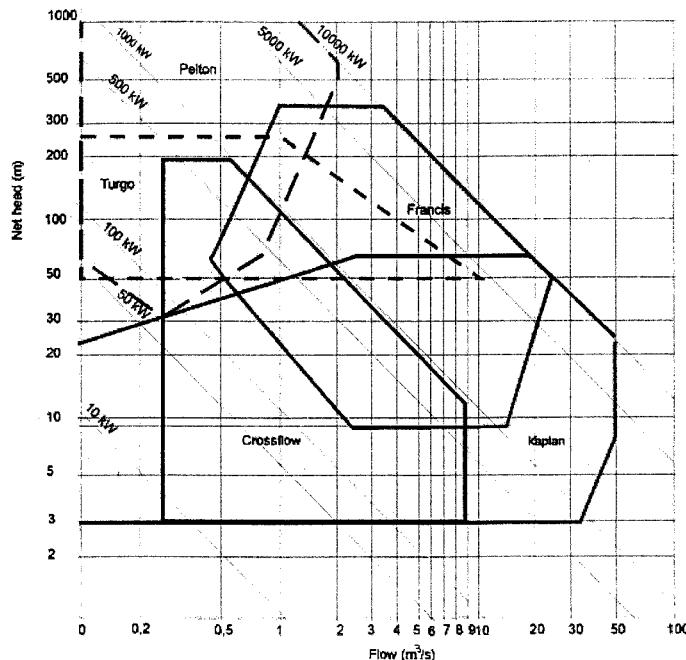
Generelt kan det seiast at ein vil prøve å plassere turbinen så lågt som mogeleg i høve undervatnet. For Peltonanlegg blir dette gjort for å oppnå maksimal utnytting av fallhøgda, og for Francis- og Kaplananlegg for å kunne få så høgt turtal som mogeleg, utan risiko for kavitasjon.

Fastlegging av turbintype

Det er viktig å velje den turbintypen som eignar seg best for kvart kraftverk. Dette for å få ei best mogeleg utnytting av vassføring og fallhøgd. Generelt kan ein seie at turbinvalet er bestemt av følgjande 3 faktorar:

- Fallhøgd [m]
- Vassføring [m^3/s]
- Turtal [o/min]

Nedanfor er det eit kurveoppsett som viser eit typisk eksempel på inndeling av turbintypar etter vassføring og fallhøgd.



Inndelinga av turbintypar kan som vist variere litt frå leverandør til leverandør.

I kurveoppsettet ovanfor framkjem ikkje turtalet som ein funksjon ved val av turbintype. Turbinens turtal er ein vesentleg storleik som er med på å bestemme dei fysiske dimensjonane til turbin og generator. Vidare er turtalet også med på å bestemme dei bygningsmessige arbeida med tanke på plassering av turbinen i høve undervatnet som skildre nedanfor.

I område der turbintypar overlappar kvarandre, vil valet vere bestemt av ei økonomisk optimalisering av pris for dei aktuelle turbintypane og årleg energiproduksjonen basert på verknadsgradskurvane til

turbintypane. Ettersom prisen for dei ulike turbintypane er turtalsavhengig, påverkar dette også generatorprisen.

8.6.4 Turtal

Dersom turbinen må konstruerast for lågare turtal, blir tartalet til generatoren ofte tilpassa eit gear eller reimdrift. For ytingar opp mot 500 til 600 kW kan ein med fordel bruke reimdrift.

For Francis- og Kaplanturbinar er tartalet definert av maksimal tillaten periferifart på avløpsida til løpehjulet. Dersom slike turbinar blir lagde ut med for høg periferifart, risikerer ein kavitasjonsproblem i tillegg til vibrasjonar, slitasje osb.

For Peltonturbiner er faren for dråpeslagstæringer bestemmande for val av turtal. Dersom ein Peltonturbin blir lagt ut med for høgt turtal, vil ein risikere dråpeslagstæringer på løpehjulet.

Plassering av ein fullturbin i høve undervatna heng som nemnt saman med val av turtal. Høgt turtal må i mange tilfelle kompenserast med lågare sugehøgd, dvs. at turbinen må plasserast lågare ned mot undervatnet. For turbinar som er dykka, tyder det at løpehjulet er plassert lågare enn undervassnivået. Dette blir gjort for å unngå kavitasjon i turbinen.

For å få eit kompakt og dermed lett og billeg maskineri er det om å gjere å få tartalet så høgt som mogeleg. For mini- og mikrokraftverk blir det ofte levert turbinaggregat med standard generator med turtal opptil 1000 o/min. For småkraftverk opp mot rundt 5000 kW blir ofte standardgeneratorar leverte med turtal i området 500 til 750 o/min. For småkraftverk er det sjeldan å bruke turtal så høgt som 1500 o/min.

For kraftstasjonar med låg fallhøgd kan tartalet til turbinen bli relativt lågt. Dette fører til generatorar som kan bli urimeleg store og dyre. I slike tilfelle vil det ofte vere ei løysing å setje inn eit gear mellom turbin og generator for å auke tartalet på generatoren. På denne måten kan det brukast ein standard generator som er langt mindre og tilsvarande billigare i innkjøp.

Eit gear har avgrensa levetid og representerer eit verknadsgradstap. For horisontale installasjonar under ca. 5–600 kW kan det vere ei enkel løysing å bruke reimoverføring. Generatorar med høgt turtal har normalt betre verknadsgrad enn dei som går sakte. Dette kan kompensere for tapa med gir eller reimdrift.

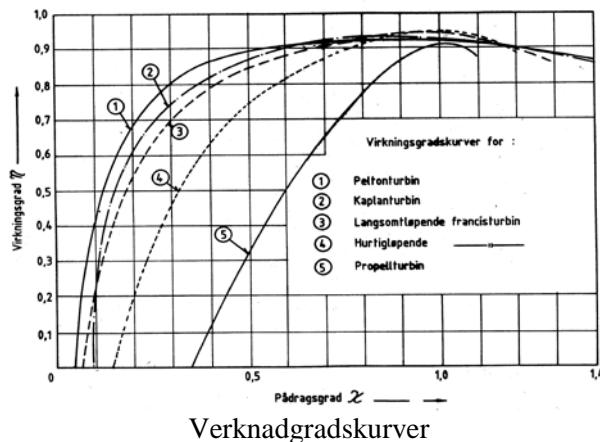
8.6.5 Verknadsgrad

I ein turbin vil det alltid vere eit visst tap i form av friksjonstap, straumtap osb. Turbinverknadsgraden blir definert som tilhøvet mellom utnytta effekt og nyttbar effekt. Utnytta effekt tilsvarer den effekten ein får ut på turbinakselen.

Verknadsgraden for ein turbin er frå 85 til 95 % i bestpunktet, avhengig av turbintype og fallhøgd. Vidare er forma på verknadsgradskurven avhengig av turbintype. Ein fullregulert Kaplanturbin og ein fleirdysa Peltonturbin har flat verknadsgradkurve med relativt høg verknadsgrad på dellast. Francisturbinen har spissare kurveform med lågare verknadsgard på dellast.

For turbinar under ca. 200–300 kW kan verknadsgraden vere lågare enn det som er oppgjeve ovanfor, siden desse ofte vil ha ei relativt enkel og standardisert utføring samanlikna med "skreddarsydd" utforming.

Nedanfor er det vist ei samanstilling av typiske verknadsgradskurver for ulike turbintypar for å illustrere korleis gangen er frå dellast og opp til fullast.



8.6.6 Styring og regulering

Nedanfor er det lista opp aktuelle reguleringsformer for ein turbin. Reguleringsforma er bestemt av fleire tilhøve, ut frå krav til eigenforsyning av kraft på eige nett, lokale nettilhøve osb.

- Frekvensregulering
 - køyring på eige isolert nett
 - lasten blir regulert etter frekvensendringa ved lastendring i nettet
- Vasstandsregulering
 - samkøyring med det lokale nettet
 - lasta blir regulert etter vasstanden i inntaket i samkøyring med eit stiftt nett
- Lastregulering
 - samkøyring med det lokale nettet
 - lasta blir regulert etter eige ønske i samkøyring med eit stiftt nett

I førstnemnde tilfelle med frekvensregulering er det krav om ei relativt avansert turbinstyring for å kunne handtere lastendringar på eit isolert nett. For dei to siste tilfellene er det krav om ei enklare turbinstyring.

Ved frekvensregulering på eige nett blir det stilt krav til svingmasse i maskineriet av omsyn til stabilitetskrav i vassvegen og krav til maksimalt tillaten turtalsstiging ved lastavslag. Turbinen sin svingmasse er ofte liten i høve svingmassen i generatoren. Ofte vil det vere naudsynt å byggje på eit eige svinghjul på maskineriet for å oppnå tilstrekkeleg svingmasse. Dette gir auka vekt og stiller større krav til dimensjonering av lagre osb.

Ved drift mot det lokale nettet kan det også vere aktuelt med svinghjul dersom tilløpet har ei lengd og eit tverrsnitt som gjer at ein må ta omsyn til trykk- og turtalsvariasjonar. Eit slikt krav må verifiserast med dynamiske simuleringar av heile systemet.

8.6.7 Rusetal

Rusing får ein når generatoren blir kopla frå nettet når turbinen går med fullt ope leieapparat. Tilhøvet mellom ruseturtal og det nominelle turtalalet blir kalla rusetal. Rusetalelet er bestemmande for dimensjonering av bl.a. turbin- og generatorlager og rotor i generatoren.

Ved rusing vil energien i vatnet gå med til å dekkje dei hydrauliske tapa (støyttap) og friksjonstap i turbinen.

Nedanfor er det oppgjeve rusetal for dei ulike turbintypane. Aukande fallhøgd gir aukande rusetal.

Turbintype	Rusetal
Pelton	1,8
Francis	1,5–2,2
Kaplan	2,3–2,8

På grunn av Peltonturbinen sin konstruksjon er rusetala tilnærma uavhengig av fallhøgda.

Francisturbinar med stor fallhøgd har eit ruseturtal som ligg rundt 50 % over nominelt turtal. Francisturbinar med låg fallhøgd rusar med ca. det dobbelte av nominelt turtal. Denne tendensen fortset for Kaplanturbiner med enda lågare fallhøgd. Rusetala for Kaplan blir oppgitt med løpehjulet sin reguleringmekanisme ute av funksjon, dvs. "off-cam"-rusing.

8.6.8 Fordelar og ulemper ved dei ulike turbintypane

Nedanfor er det lista opp nokre typiske fordelar og ulemper ved dei nemnde turbintypane, der dei er samanlignbare med kvarandre med tanke på fallhøgd og vassføring. Desse punkta må ikkje sjåast på som absolutte, sidan dei kan variere med turbinstorleik, fallhøgd osb. Vidare er det i mikro- og miniturbinmarknaden utvikla standardprodukt som kan gi eit anna pristilhøve mellom turbintypane.

Turbintype	Fordelar/ulemper
Francis	<ul style="list-style-type: none"> Billigare enn Pelton Høgare turtal enn Pelton (billigare generator) Spissare verknadsgadskurve enn Pelton, som gir lågare verknadsgad på dellast Lasta kan køyrast ned til rundt 30–40 %. Somme ned til 10 % last
Pelton	<ul style="list-style-type: none"> Flat verknadsgadskurve Lasta kan køyrast ned mot tomgangsvassføring, 4–5 % av slukeevna Lett tilgjengeleg ved reparasjonar og skifte av løpehjul. Godt eigna der sandslitasje er eit problem Ingen problem med trykk- og turtalstiging ved bruk av deflektor
Kaplan	<ul style="list-style-type: none"> Høgare turtal enn Francis (billigare generator) Kan køyrast ned mot 20 % last, for små maskiner endå lenger ned Verknadsgadkurva er vesentleg flatare enn for Francis, noko som gir høgare verknadsgad på dellast Toppverknadsgad normalt lågare enn for Francis Større krav til dykking enn Francis Dyrare enn Francis Mindre krav til dykking av løpehjulet enn røyrturbin, men sugerøyret må djupare pga. vertikal utføring
Røyr	<ul style="list-style-type: none"> Som for Kaplan, men meir kompakte dimensjonar Krev større dykking av løpehjulet Innløp og utløp må vere i same akse
S	<ul style="list-style-type: none"> Standardturbinar låge i pris i høve Kaplan Noko dårligare verknadsgad enn Kaplan
Crossflow	<ul style="list-style-type: none"> Standardturbin, låg pris i høve Kaplan Kan køyrast med store vassføringsvariasjonar Relativt dårlig verknadsgad Avgrensa bruk ved variasjonar i undervasstand

8.6.9 Moment ved val av utstyr

Ved val av utstyr og leverandør er det viktig å ha fokus på følgjande moment som vil vere avgjerande for eit driftssikkert anlegg:

- Enkle og mekanisk robuste og gjennomprøvde løysingar som gir låge driftskostnadar, lange vedlikehaldsintervall og lang levetid. I denne samanhengen er det også viktig med maksimal tryggleik for personell og utstyr.
- Driftstrategi – alle alarmar er kritiske, slik at anlegget skal gå til stopp ved irregularitetar.
- Oppstart etter stans som skuldast irregularitetar skal skje lokalt.
- Fokus på effekt – verknadssgrad er ikkje like viktig for små som for store anlegg.
- Rusekrefter og aksialkrefter frå turbin - dannar grunnlaget for bl.a. dimensjonering av turbin- og generatorlager (styre- og berelager).
- Systemkontroll – ved val av turbin og generator er det viktig at ein kompetent person kontrollerer resten av anlegget, slik at inntak, vassveg osb. blir rett dimensjonert i høve turbinstorleik, trykkstiging, eventuelle stabilitetskrav, osb.

Det er viktig å vere merksam på at utstyr og løysingar som i utgangspunktet er billige, i lengda ofte kan vise seg å vere dyre løysingar. Det kan difor lønne seg å søkje uavhengige råd ved val av tekniske løysingar og utarbeiding av kravspesifikasjon på utstyret før det blir gått inn avtale med ein leverandør.

8.6.10 Hjelpeutstyr

Kjølevatn

Kraftverk med generatorar under ca. 2000 kW er ofte laga for luftkjøling. For kraftverk med større generatorar vil ein ofte ha vasskjøling. I slike tilfelle blir det installert kjølevatnanlegg som skal forsyne kjølarane med tilstrekkeleg med kjølevatn. For vasskjølte maskiner kan det vere krav til at kjølevatnstilførsla skal vere uavhengig av driftsmoduser som stillstand, start, tomgang, rusing osb. Oppbygging, tekniske løysingar og val av komponentar varierer frå anlegg til anlegg og kjem m.a. an på turbintype, storleik, tilgjengeleg plass osb.

Dei einingane som kan trenge vasskjøling kan vere:

- Generator
- Lager, spesielt bere- eller trustlager
- Oljetrykkanlegget i turbinen, vanlegvis berre ved frekvensregulator
- Transformator, dersom han er plassert innandørs
- Akseltettingsboks, der vatnet også vil ha ein smørjande effekt

For lågtrykksanlegg med Kaplanturbin kan ein hente kjølevatnet direkte frå turbinen si trykkside, som kan vere uttak på turbintromma. Kjølevatnet blir leidd via filter til kjølarane og ut i turbinavløpet. Ved dei lågaste fallhøgdene må kjølevatnanlegget utstyrast med pumpe for å oppnå tilstrekkeleg trykk på kjølevatnet.

For Francisanlegg ved større fallhøgder blir ofte lekkasjевatnet brukt frå øvre spalte i turbinen som kjølevatn. I eit slikt tilfelle er spalteklaringa lita og fungerer som filter. Kjølevatnet blir fordelt til kjølarane, anten direkte frå spalta eller via eit kjølevatnbasseng. Avløpsvatnet blir ført tilbake til undervatnet.

For Peltonanlegg blir kjølevatnet ofte henta frå undervatnet der vatnet blir pumpa opp til ein kjølevatntank. Frå kjølevatntanken blir vatnet fordelt til kjølarane. Avløpsvatnet blir ført tilbake til undervatnet.

Dei systema som er skildra ovanfor er opne kjølevatnsystem der driftsvatnet er rimeleg reint, slik at det kan brukast direkte til kjøling. Ved forureina driftsvatn kan det vere aktuelt med eit lukka kjølevatnsystem der kjølevatnet blir tilført frå andre kjelder og blir sirkulert i ein lukka krins, slik at det heile tida blir brukt om att.

For mindre anlegg er det ofte tilstrekkeleg med luftkjøling av utstyret.

Lensing- og tømming

Eit lenseanlegg skal halde kraftstasjonen tørr, og det blir brukt i kraftstasjonar som er dykka i høve undervatnet for å evakuere lekkasjевatn frå ulike stader. Anlegget skal fungere automatisk og fullstendig uavhengig av driftsmodusen til aggregatet. For kraftstasjonar der undervassnivået ligg lågare enn dei ulike kjeldene til lekkasjевatn, blir systemet mykje forenkla ved at alt "vanleg" lekkasjевatn blir ført direkte ut i røyr til avløpet frå turbinen.

I tillegg til lenseanlegget har ein eit tømmeanlegg for å kunne tømme turbin og vassveg.

Forbislepping

Ved straumutfall i eit kraftverk vil aggregatet stoppe, og ein vil få ei rask endring av vassføringa nedstraums kraftstasjonen. Denne situasjonen kan gi uheldige miljøeffektar. Er elva fiskeførande, krev styresmaktene gjerne eit forbislipingsanlegg i kraftstasjonen. Kapasiteten blir gjerne sett til 50 % av turbinen si maksimale vassføring.

I forbisleppingsanlegget er det standardventilar med innsatsar som drep energien. Alternativt blir det brukt holringsatsar/silplater som tek energien ut av vatnet på ein slik måte at det ikkje oppstår skadar på utstyr eller omgivnader.

Forbislipingssystemet blir styrt av kontrollanlegget til aggregatet.

Kran

For små kraftverk blir det ofte valt forenkla løysingar med tanke på løfteinnretningar i kraftstasjonen. For stasjonar der det er lagt til rette for enkelt tilgjenge, blir gjerne det største montasjeløftet gjort med mobilkran. Løfteinnretninga i stasjonen er då gjerne ei mindre kran med tilstrekkeleg løftekapasitet for delar som kan vere aktuelle å demontere i samband med vedlikehald.

8.7 Generator

8.7.1 Generatortypar

Det finst to hovudtypar av generatorar:

1. Synkrongenerator
2. Asynkrongenerator

Den viktigaste skilnaden på desse er at synkrongeneratoren er sjølvemagnetiserande og dermed kan forsyne eit isolert nettverk, medan ein asynkrongenerator (som i realiteten er ein motor) trekkjer naudsynt reaktiv effekt frå nettet for å kunne produsere aktiv energi. Asynkrone maskiner kan difor ikkje brukast på isolerte nett, sidan dei er avhengige av å kunne få magnetiseringsstraum frå nettet.

For generatorytingar opptil ca. 1000 kW installert effekt (mikro- og minikraftverk) og med nettsamband kan ein med fordel bruke asynkron generator. Med asynkron generator kan ein byggje kontrollanlegg som er enklare å operere sidan ein verken treng turtalsregulering, spenningsregulering eller synkroniseringsautomatikk.

Dersom startstraumen for anlegget blir for stor, bør det installera ein kapasitiv kompensasjonseining for å redusere startstraumen og det reaktive elektriske forbruket til stasjonen. Startstraumen vil typisk ligge 6–9 gonger høgare enn nominell straum for generatoren på full last.

For generatorytingar over 1000 kW blir det vanlegvis brukt synkronmaskiner sidan skilnaden i pris for tilleggsfunksjonane på kontrollsida tek til å bli mindre merkbare. Fordelen med eit synkronanlegg er at det sjølv kan produsere, regulere og balansere ut den reaktive effekten. Det er difor ikkje naudsynt å installere separat utstyr for reaktiv kompensering, og ein oppnår god spenningsregulering mot nettet.

For generatorar på separat nett (isolert nett) må det alltid veljast synkrongenerator.

Synkrongenerator	Asynkrongenerator
<ul style="list-style-type: none"> Utprega polar 	<ul style="list-style-type: none"> Enkel og billig rotorkonstruksjon utan separate polar
<ul style="list-style-type: none"> Magnetiseringsutstyr 	<ul style="list-style-type: none"> Ikkje noko utstyr, sidan magnetiseringseffekten blir trekt frå nettet
<ul style="list-style-type: none"> Med spenningsregulering kan den regulere reaktiv effekt i nettet, anten ved å produsere eller trekke reaktiv effekt frå nettet. 	<ul style="list-style-type: none"> Inga regulering. Denne trekkjer reaktiv effekt frå nettet og kan såleis skape uakseptable spenningsfall i nettet når dei blir plasserte på stader med svakt nett
<ul style="list-style-type: none"> Kan brukast på isolert nett 	<ul style="list-style-type: none"> Avhengig av sterkt samkøyningsnett som er eigna for å kunne gi reaktiv effekt til generatoren
<ul style="list-style-type: none"> Synkroniseringsutstyr 	<ul style="list-style-type: none"> Inga synkronisering, men høg innkoplingsstraum med tilsvarende spenningsfall i nettet. Innkoplingsstraumen ligg normalt på 6–9 gonger nominell fullaststraum
<ul style="list-style-type: none"> Alle ytingar 	<ul style="list-style-type: none"> Ytingar under 1 MW (i praksis)

8.7.2 Horisontal eller vertikal generator

Det blir levert både horisontale og vertikale generatorar. Det vil normalt vere turbintypen og ytinga som avgjer om det må installera ei vertikalmaskin eller ei horisontalmaskin.

Både vertikale og horisontale maskiner må ha eit berelager for å ta opp dei hydrauliske kreftene frå turbinen. For vertikale maskiner blir likevel berelageret vesentleg større fordi det også skal ta opp vekta av rotoren til generatoren og løpehjulet til turbinen. Eit vertikalt aggregat blir cirka 5 % dyrare enn eit horisontalt aggregat. Dei ekstra kostnadene ligg vesentleg på berelageret, men også oppbyggingsmessige tilhøve kan verke inn.

8.7.3 Val av generatoryting

Den totale ytinga til generatoren må dimensjoneraast for å tolde den maksimale ytinga som turbinen kan gi. For vasskraftmaskiner er dette gitt ved turbinytinga i kilowatt (kW).

Turbinen sitt transiente ruseturtal (maksimalt turtal) er også avgjerande for den mekaniske og elektriske dimensjoneringa til generatoren.

Den maksimale ytinga som turbinen kan gi, vil variere med fallhøgda. Dette kan avvike ein del frå den nominelle ytinga, sidan turbinen er definert i høve nominell fallhøgd og nominell slukeevne. Vassføringa vil variere med opninga på leieapparatet og fallhøgda. Turbinleverandøren oppgir maksimal turbinyting ut frå fallhøgdene som kan vere aktuelle for turbinen, og samstundes blir det oppgitt maksimalt turtal ved lastavslag, der transielt turtal (maksimalt mogeleg turtal) blir oppgitt.

Generatorytinga blir oppgitt som to størrelsar:

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

Aktiv effekt er den effekten (energi/tidseining) som generatoren overfører frå turbinen til nettet, og som kjem kundane til gode i form av lys, varme, motordrift, osb.

Reaktiv effekt er den energien som trengst for å byggje opp magnetfelta i generatoren. Den kan samanliknast med energien i ei spent fjør. Denne energien blir ikkje brukt, men kjem tilbake til nettet når magnetfelta blir reduserte til null. I eit vekselstraumsystem svingar magnetfelta mellom positive og negative verdiar med 50 periodar per sekund, eller 50 Hz. Dette resulterer i ei svinging av energi mellom generator og nett som blir kalla for reaktiv effekt. Den reaktive effekten artar seg slik at straumen som flyt i generatoren, blir større enn om det berre hadde gått aktiv effekt. Den reaktive effekten har difor følgjande innverknad på generering og drifting av elektrisitetsnett:

- Fordi straumen aukar, vil dei elektriske tapa i leiarane også auke. Dei viktigaste punkta med omsyn til dette er generatorar, transformatorar og kraftleidningar.
- Reaktiv effekt fører til relativt store spenningsfall. Retninga på spenningsfallet følgjer retninga på den reaktive effekten. Så dersom ein kan regulere den reaktive effekten, kan ein også halde spenninga i nettet på eit ønskt nivå ved hjelp av dette.

Den aktive effekten blir vald ut frå turbinytinga. Generatoren si reaktive produksjonsevne framkjem av generatoren sin $\cos\phi$. Ofte blir denne lagt i området 0,9 for små standardiserte maskiner.

Det er kVA-talet som best representerer den fysiske dimensjoneringa av generatoren, og følgjeleg også byggjekostnadene. For ein asynkron generator er det eit nesten konstant tilhøve mellom kW og kVA, med ein viss variasjon avhengig av konstruksjonen, som igjen varierer frå leverandør til leverandør. For synkrongeneratorar kan tilhøvet variere noko med korleis ein ønskjer å operere generatoren med omsyn til reaktiv effekt. Dersom ein køyrer med liten reaktiv effekt ($\cos\phi > 0,9$) er $kVA/kW = 1,11$. Ved større reaktiv effekt ($\cos\phi < 0,8$) er $kVA/kW = 1,25$.

Det er tilhøva i nettet som avgjer kva ein skal gjere med tanke på reaktiv effekt. Ein bør difor relativt tidleg i prosessen ta kontakt med nettselskapet og få klarlagt kva avgrensingar nettet set for køyring av stasjonen. Mest vanleg er det at ein ikkje får kopla til asynkronmaskiner over ein viss storleik, utan at det blir innført startstraumavgrensing og kompensering av reaktiv effekt.

Normalt vil netteigar ha underskot på reaktiv effekt i nettet, og det vil vere positivt med innmating frå ein synkrongenerator. Dersom kraftverket ligg i enden av ei lang line, kan det likevel oppstå for høg spenning når krafta blir mata inn mot sentrum. I slike situasjonar må synkrongeneratorar undermagnetiserast, slik at dei dreg reaktiv effekt ut av nettet og dermed motverkar denne spenningssituasjonen. Nokre generatorar (spesielt dei med høgt turtal) kan ha problem med å leve last når dei er undermagnetiserte. Krav til undermagnetisert drift bør difor spesifiserast dersom denne problemstillinga er aktuell.

For alle leveransar av synkrongeneratorar bør leverandøren også leve eit kapasitetsdiagram som viser for kva kombinasjonar av kW og kVA ein kan operere generatoren.

8.7.4 Frekvens

Nye generatorar i Noreg blir bygde med ein nettfrekvens på 50 hertz (Hz). Det vil seie at det blir generert ei spenning, som veksler frå positiv til negativ og tilbake til positiv 50 gonger i sekundet. I ein del land blir det også brukt 60 Hz.

8.7.5 Poltal

Generatorane genererer spenning på 50 Hz. Polane på rotoren magnetiserer og induserer ein spenningssekvens for kvar gong dei passarane vikingane. For å få til nettfrekvens på 50 Hz må difor 50 polar passere kvar viking kvart sekund. Sidan rotorane kan byggjast med eit ulike tal på polar, får dette innverknad på kor stor omdreingsfart eller kor stort turtal som maskina blir gåande med.

Formelen for turtalat til generatoren er slik: $n = \frac{2 \cdot 50 \cdot 60}{p}$ [o/min] (omdreiningar per minutt).

der n - turtal [o/min]
 p - poltal

Av dette kan vi utleie følgande normerte omdreingsfart for generatorer på 50 Hz:

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

8.7.6 Kjøling

Generatorar for mini-, mikro- og delvis småkraftanlegg blir leverte med luftkjøling. Dette er arrangert ved at det direkte på dei roterande delane inne i generatoren er sett inn ein viftering som trekkjer kjølelufta inn gjennom ein forgitra del av statorhuset. For større generatorar kan det også vere aktuelt å bruke vasskjøling.

Kjølelufta kan med fordel brukast til å varme opp stasjonen, men det vil vere periodar når tapet i generatoren overstig varmebehovet, slik at det bør installeras eit ventilasjonssystem som kan trekke ut overskotsvarmen. Ved større effektar bør generatoren ventilerast direkte ut, for å kunne halde lufthastigheita innandørs nede på eit rimeleg nivå.

8.7.7 Rusing

Dersom generatoren produserer for full yting og den blir kopla vekk frå kraftmottakaren (netta), vil maskina reagere med å auke farten. Dette blir kalla for rusing, og den maksimale farten som maskina vil oppnå, er avhengig av kva turbin den er tilknytt.

For rusetal for dei ulike turbintypane blir det vist til kapittel 8.5.7.

Det er viktig at generatoren som blir installert, toler dei fysiske påkjenningane den blir utsett for når den går i rusing. Tidlegare nemnde ruseturtal er langt over kva elektriske maskiner normalt blir dimensjonerte for, og difor er det viktig å spesifisere rusetal i førespurnaden for vasskraftanlegg.

8.7.8 Lagre og levetider

Det er to hovudtypar av lager:

- Glidelager
- Rullelager eller kulelager

For mikro- og minimaskiner blir det nesten utan unntak levert rullelager på grunn av pris, medan glidelager er vanleg for større maskiner (over 1 000–2 000 kW).

Lågfriksjonslager kan anten vere rullelager eller kulelager. I kulelager blir det brukt herda stålkuler som rullar rundt i lageret. I rullelager blir det brukt rullar som også rullar rundt i lageret. For begge desse to lagertypane må det regelmessig tilsetjast smørjefeiitt. Levetida på slike lagre er avgrensa og dersom det ikkje er spesifikke krav i førespurnaden, blir det ofte tilbode lager med berre 40 000 timars driftstid. For eit mindre pristillegg kan det tingast lager med ei lova levetid på 100 000 timer, noko som blir tilrådd.

Glidelager er noko meir kostbare, men til gjengjeld er dei tilnærma uslitelege. Desse lagra bruker ein smørjeolje som dei rørlege delane trekkjer med seg og lagar ein oljefilm til vern mot riving mellom metallflatene. Ved store maskiner med tilsvarande store krefter vil det utvikle seg varme som blir teken opp i oljen. Dette kan medføre ein høg oljetemperatur. Dersom denne blir for høg, kan oljen eventuelt kjølast ned på ulike måtar, hovudsakleg med bruk av varmevekslarar mot vatn. Det kan vere ein fordel å bore opp hol for framtidig kjøling av lagra allereie ved fabrikasjonen.

For dei fleste generatorlager til mikro-, mini- og småkraftverk sit turbinhjulet festa og dermed også opplagra direkte på generatorakselen. Dette medfører auka påkjenningar for lageret til generatoren, og dette må det takast omsyn til ved tinging. Tilleggskreftene frå turbinen må reknast ut av turbinkonstruktøren både med omsyn til aksiale krefter og radielle krefter. Det er viktig at lagra blir dimensjonerte for desse tilleggslastane. Dei hydrauliske tilleggskreftene frå turbinen er også avhengige av turbintypar, og følgjande kan seiast generelt om dette:

<u>Turbintype</u>	<u>Hydraulisk aksialkraft</u>
Pelton	liten/ingen
Francis	moderat/stor
Kaplan	stor

Dei fleste leverandørar tilbyr gjerne generatorar med kule-/rullelager utan å gi ei levetid for lageret. For vasskraftanlegg blir det tilrådd med ei levetid på 100 000 timer for lager. Dersom maskina blir gåande heile året (8760 timer) tilsvarer dette ei levetid på generatoren på litt over 11 år. For dei fleste uregulerte vassdrag vil nok driftstida vere lågare, til dømes nærmare 50 % som gir ei levetid på cirka 20 år.

Med denne avgrensa levetida bør ein sjå til at det er rimeleg enkelt å skifte lagra, slik at denne operasjonen ikkje stoppar maskina for lengre periodar. Pass på å skifte lagra i tide, slik at ein unngår lagerhavari. Lagerhavari som ikkje blir oppdaga i tide, kan gi alvorlege sekundærskadar på aggregatet, til dømes vibrasjonar, subbing av stator og rotor, gløding av aksel og lagerhus utvendig.

Dei fleste generatorleverandørar krev at lagra skal smørjast ein gong for kvar driftsmånad.

8.7.9 Isolasjonsklasse

Levetida til generatorviklingane kjem an på dei påkjenningane som isolasjonen får i høve kva han er planlagd for. Ved større temperaturpåkjenningar blir isolasjonen degenerert raskare, slik at sjølve isolasjonsevna blir redusert og svekka. Det vil difor vere eit poeng å unngå at maskinene blir opererte med for høge temperaturar, spesielt over lengre tid.

Det finst internasjonale organisasjonar som International Electrical Commission (IEC) og International Organisation of Standardisation (ISO) som har laga standardar for mellom anna elektriske maskiner. Når det gjeld isolasjonsklasse for generatorar har IEC laga ein standard som definerer kva temperaturauke maskina og vikingane skal tote.

Isolasjonsklassene definerer den maksimale temperaturen isolasjonen kan utsetjast for utan at det oppstår vesentleg reduksjon av forventa levetid. Normene for elektriske maskiner føreset at kjølelufta held

maksimalt 40 °C og gir maksimalt tillaten temperaturstiging for maskina for ikkje å overstige maksimal temperatur for isolasjonen. Dersom kjølelufta har lågare temperatur enn 40 °C, er dette gunstig for levetida til isolasjonane. Dersom ein tillet ei høgare temperaturstiging (høgare isolasjonsklasse), vil maskina bli meir kompakt og billigare. Men høgare temperatur tyder meir tap og kortare levetid. Difor er det i praksis sjeldan at generatorar er lagde ut for maksimal temperaturstiging. Ein bør tenkje på at ei stor temperaturstiging også inneber større varmeutviding. Dette kan vere med på å gi auka mekanisk slitasje på generatorar som startar og stoppar ofte.

Tabell med IEC-klassar for isolasjon

Klasse	A	E	B	F	H
Temperaturklasse (°C)	105	120	130	155	180
Termisk marginal (°C)	5	5	10	10	15
Maksimal temperaturauke (°C)	60	75	80	105	125
Maksimal tillaten omgivnadstemperatur (°C)	40	40	40	40	40

For vasskraftanlegg ønskjer ein gjerne ei lang levetid. Det er difor vanleg å tinge generatorar som er designa for ein eller fleire klasser høgare enn den skal brukast for. Ved å designe generatoren slik, kan ein få ein generator som har ein elektrisk installasjon med lengre levetid.

Som ei konservativ tilråding kan generatoren tingast med isolasjonsklasse F (105 °C temperaturstiging), medan ein berre godkjener ei temperaturstiging for klasse B (80 °C temperaturstiging).

8.7.10 Temperaturovervaking

Sidan temperaturen er vesentleg for levetida til vikingane og dermed også generatoren, er det viktig å overvake denne. Det er normalt å setje inn eit par temperatursensorar i kvar fase for vikingane for å overvake vikingstemperaturen. I tillegg bør ein også setje inn temperatursensorar i eller i nærleiken av lagra for å overvake utviklinga av lagertemperaturen. Desse sensorane vil normalt inngå direkte i kontrollanlegget og gi ein alarm dersom temperaturen stig over ein gitt verdi. Dersom temperaturen fortset å stige og passerer ein kritisk temperatur, vil kontrollanlegget automatisk stoppe aggregatet før det oppstår varige skadar.

I slike tilfelle bør det avklarast kva som førte til temperaturauken før ein startar aggregatet på nytt.

8.7.11 Generatortap og oppvarming

Alle generatorar har elektriske tap som hovudsakleg består av følgjande element:

1. Tomgangstap
 - a. Jerntap
 - b. Ventilasjonstap (konstant ved konstant turtal, men kan påverkast av forureining som hindrar luftsirkulasjon og skadar på vifter)
 - c. Straumtap i rotor
2. Påkjenningstap
 - a. Statorvikling
 - b. Tilleggstap (av ulike slag)
 - c. Straumtap i rotor (aukar med aktiv og reaktiv belasting)

Dei to første tapselementa er faste og uavhengige av yting. Dei to neste elementa er avhengige og proporsjonalt aukande med ytinga. Ein får difor dei største totale tapa ved full yting, medan dei prosentvise tapa derimot er størst ved tomgang.

Store generatorar med yting på mange MVA kan ha verknadsgradar opp mot 99 %, medan for småkraftverk og minikraftverk er det vanleg med 94–96 % verknadsgrad. Desse 4–6 % med tap vil utvikle seg til varme som må leiaast bort. Dette inneber at ein generator på 1 000 kW har eit totalt tap på rundt 60 kW, og vil difor også verke som ein varmeomn inne i sjølve kraftstasjonen. Dette representerer mykje varme som må handterast, og kraftstasjonsbygningen må ventilerast slik at denne varmen kan transporterast vekk.

8.7.12 Frekvensregulering på isolert nett

Dersom generatoren skal operere på eit eige isolert nett, vil det berre vere denne generatoren som regulerer nettfrekvensen. Dersom det vil vere store endringar i nettet, rundt 10 % av installert effekt på generatoren, må ein kontrollere at det er tilstrekkeleg svingemasse i det roterande utstyret til å kunne halde ein akseptabel frekvens i høve dei lastpåslaga og lastavslaga ein kan vente seg.

Dette kan det reknast på, men det er eit komplisert reknestykke der det inngår relativt mange parametrar. Det er difor tilrådd å rádføre seg hos personar med røynsle på dette området.

Dersom planlagd maskin ikkje blir stabil, vil det kunne vere ei løysing å setje inn eit svinghjul i maskina slik at den totale svingmassen blir auka. Dette medfører at frekvensvariasjonane ved lastpåslag og lastavslag vil bli mindre enn utan svinghjul.

8.7.13 Gear

For kraftstasjonar med lågt fall blir omdreiingsfarten for turbinane relativt låg. Dette gir mange polar på rotoren til generatoren for å kunne oppnå ein frekvens på 50 Hz på ei direktekopla maskin. Slike generatorar blir urimeleg store og dyre. I slike tilfelle vil det ofte vere ei god løysing å setje inn eit gir, slik at turtal på generatoren blir høgare. På denne måten kan det brukast ein standard generator som er langt mindre og tilsvarande billigare i innkjøp.

Det er verdt å merkje seg at alle girløysingar har avgrensa levetid, gir mykje støy og at dei representerer eit verknadsgradstap. For horisontale installasjonar under cirka 500–600 kW kan det vere ei enkel løysing å bruke ei god gammaldags reimskive. Generatorar med høgt turtal har normalt betre verknadsgrad enn dei som går sakte. Dette kan ofte kompensere for dei ekstra tapa som gir eller reimdrift medfører.

Den største ulempa ved gir er det reduserte driftsvernet desse medfører på grunn av slitasje og havaririsiko. Dersom det blir valt ei løysing med gir, må det sørkjast for at dette er av god kvalitet og av eit fabrikat som er har godt ord på seg. Giret må vere utforma for også å handtere dei aktuelle kreftene frå turbinen.

8.7.14 Miljøkrav

Alt elektrisk utstyr stiller krav til det miljøet som det skal fungere i. For generatorar er følgjande faktorar avgjerande:

- Omgivnadstemperaturen skal i samsvar med IEC ikkje overstige 40 °C.
- Dei fleste mindre generatorane er luftkjølte ved at dei bles omgivnadsluft forbi stator og rotor. Dersom omgivnadslufta inneheld mykje støv og partiklar, vil dette etter kvart setje seg fast inne i generatoren. Dette medfører svakare kjøling og kan redusere isolasjonsmotstanden til generatoren. Dersom omgivnadslufta er svært ureina, bør luftinntaket utstyrast med luftfilter.
- Dersom ein generator har vore lenge ute av drift, kan isolasjonen ha absorbert fukt og dermed ha blitt svekka. I slike tilfelle bør maskina tørkast før den blir spenningsett på nytt.
- Det finst også miljøkrav relaterte til støy, slik at generatoren ikkje skal overstige ein gitt desibel, målt i samsvar med IECs normer.

- Alle roterande og elektriske maskiner skal oppfylle gitte lover, forskrifter og retningsliner med omsyn til persontryggleik.

8.7.15 Spesifikasjonar og valmogelegeheter

Følgjande faktorar er vesentlege ved val av generatorar:

- Det første valet blir å avgjere om ein ønskjer ein asynkron eller synkron generator. Dette valet er normalt gitt ut frå dei driftstilhøva som maskina skal inn i. Det einaste kravet som er absolutt, er at ein må ha ein synkrongeneratorer for isolert nett. Dersom generatorytinga er over 5–600 kVA, bør ein også vurdere ein synkrongenerator.
- Driftsspenninga til generatoren må setjast. For mini- og mikromaskiner vil dette normalt bli valt til 400 V.
- Generatorytinga i kVA skal for synkronmaskin vere større enn turbinytinga i kW, og tilhøvet er turbinyting gonger 1,15 til 1,25. For asynkronmaskiner blir dette oppgitt i kW, men med eit krav til startstraumavgrensing og $\cos \phi$.
- Det maksimale rusetalet for generatoren må skildrast, og dette blir bestemt av maksimalt turtal for turbinen (sjå også ruseturtal for turbinar).
- Isolasjonsklassen til generatoren bør definerast i høve IEC-tabellen som blir nemnt ovanfor. For å forlengje levetida blir det rådd til at generatoren er isolert for ei høgare klasse enn maksimalt tillaten driftstemperatur (sjå råd tidlegare i dette kapitlet).
- For vasskraftgeneratorar bør ein spesifisere ei forventa lagerlevetid på minst 100 000 timer.
- Dersom ein må ta spesielle omsyn til plassering og arrangement kan ein spesifisere kor ein skal gjere kabeltilkoplinga for kraftkablar og kontrollkablar.
- Tapet for generatoren medfører varmeutvikling, og for små kraftstasjonar kan dette innebere høge omgivnadstemperaturar. Sjølv stasjonsbygningen må difor utformast med tanke på naudsynt utlufting.
- Dersom maskina skal operere på eige isolert nett, må ein kontrollere at det er tilstrekkeleg svingmasse til å kunne halde ein akseptabel frekvens i høve påslag og avslag av last som ein kan forvente.

Det er verdt å merke seg at dersom ein spesifiserer løysingar som ikkje er standard frå leverandørane, må dette spesiallagast. Dette vil raskt medføre merkbart høgare prisar.

8.8 Apparat- og kontrollanlegg

8.8.1 Apparatanlegg

Definisjon av apparatanlegg

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

Viktige moment i apparatanlegget

I samband med val av løysingar for apparatanlegg må følgjande tekniske tilhøve vurderast:

- Netttilhøva på anleggsstaden
- Kva spenningar som er tilgjengelege for tilkopling
- Har kraftnettet kapasitet for den aktuelle tilkoplinga

- Har netteigaren tekniske krav til ei tilkopling
- Krav til kostnad og avrekning må sjekkast
- Krav til reaktiv kompensering må sjekkast dersom det blir brukt ein asynkron generator
- Tilhøvet til eige forbruk og innmating på nettet må undersøkjast
- Det må utarbeidast eit einlineskjema for det aktuelle anlegget
- Ansvarsrett for bygging og drift av høgspenningsanlegg (over 1 kV) som er konsesjonslagd, må avklarast.

Kva inngår i eit apparatanlegg

1. Koplingsutstyr på generatorspenningsnivå
 - a. Effektbrytar
 - b. Straumtransformator
 - c. Spenningstransformator
2. Transformator 0,4/22 kV (ikkje alltid)
3. Høgspenningsutstyr 22 kV (ikkje alltid)
 - a. Høgspenningsbrytar (sikringslastskiljebrytar)
 - b. Spenningstransformator
 - c. Straumtransformator
 - d. Lynavleiarar

Nøkkelparametrar

For apparatanlegget gjeld følgjande nøkkelparametrar som ein utbyggjar må vurdere:

1. Systemspenning. Dersom ein har transformator, blir det automatisk to spenningsnivå i anlegget, eit lågspenningsanlegg og eit høgspenningsanlegg.
2. Apparatanlegget må dimensjoneraast for å tolde den maksimale straumen anlegget kan bli utsett for under vanlege driftssituasjonar og ved verst tenkjeleg feilutvikling.

Hovudkomponentar

a) Transformator

Dersom det er naudsynt med ein transformator, vil denne vere den viktigaste hovudkomponenten i apparatanlegget saman med effektbrytaren.

Følgjande nøkkeldata er viktige ved tinging:

- Transformatoren blir dimensjonert med ein kapasitet minst tilsvarende generatorytinga i kVA.
- Merkespenninga til generatoren (V) og variasjonsområdet for spenninga (normalt +/- 5 %)
- Spenning på utgåande line (normalt 11 eller 22 kV) i samsvar med nettspenninga på staden.
- Innandørs eller utandørs plassering og utforming.
- Transformatoren blir ein komponent i anlegget eller frittståande f.eks. plassert i kiosk.
- Val av tørrisolert eller oljeisolert transformator.
- Temperaturorvaking for viklingar og eventuell olje.
- Kva tap har transformatoren (tomgangstap og belastingstap).

Generatorar skaper alltid andre- og tredjeharmoniske frekvensar som blir overførte til det kraftnettsystemet dei forsyner. For å forhindre at desse når ut til distribusjonsnettet kan ein av vikingane på transformatoren koplast med ei trekantvikling. Dette vil også forhindre at jordstraumar blir overførte frå nettet og inn til apparatanlegget ditt.

Transformatoren bør i slike tilfelle designast slik at trekantviklinga blir på høgspenningssida (11 eller 22 kV). Dermed får ein tilgang til nullpunktet på 400-voltsida og dermed også fasespenningar med uttak av 230 volt for lokal stasjonsforsyning.

Transformatoren bør utstyrt med overspenningsavleiarar mellom kvar fase og jord på høgspenningssida.

Av omsyn til persontryggleik og av branntekniske grunnar bør transformatoren plasserast i eit separat og avlåst rom, der berre personar med driftssertifikat for høgspenning har tilgjenge. Dette romma kan anten vere som eit separat rom i sjølv kraftstasjonen, ein transformatorkiosk, eit spesielt inngjerda område eller alternativt plassert oppe i høgspenningsmaster. Som eit alternativ kan prefabrikerte transformatorkioskar vere ei kostnadsparande løysing.

For oljeisolerte transformatorar over 1600 kVA blir det i samsvar med *Forskrifter for elektriske forsyningsanlegg* kravt eit arrangement som kan samle opp olja dersom det skulle bli lekkasje frå transformatoren. Dersom det kan brukast tørrisolerte transformatorar, blir dette problemet unngått.

Av prismessige omsyn og omsyn til erstatningstransformatorar vil det vere ein fordel dersom det kan brukast ein vanleg distribusjonstransformator.

b) Effektbrytar

Alle generatorar vil ha behov for ein brytar eller ein komponent som kan kople dei frå kraftnettet dersom det oppstår ein feil i generatoren eller på nettet. Denne komponenten må vere kapabel til å bryte maksimal effekt som kan oppstå i systemet.

Det er viktig å rekne ut maksimal kortslutningsyting, slik at effektbrytaren kan kople frå anlegget ved denne situasjonen og for å vite at anlegget toler dei fysiske og termiske påkjenningsane.

Dersom stasjonen har ein stor installert effekt, må det også vurderast om det bør byggjast ein koplingsstasjon.

c) Jordingsanlegg

Ein del elektriske apparat må jordast for å auke persontryggleiken mot beröringsspenningar i anlegget. Det er difor viktig at stasjonen har eit godt jordingsanlegg for å mogeleggjere ei sikker og god jording av dei elektriske apparata som krev dette. Jordingssambandet vil henge saman med overgangsmotstanden til jordpotensialet på stasjonsstaden, som igjen kjem an på grunntilhøva. Kvaliteten på dette må difor målast ved montering. IEC tilrår at motstanden til jord ikkje bør vere over 1 ohm. Dersom målt verdi skulle vere høgare, kan jordsambandet betrast ved å setje ned eitt eller fleire jordspyd som blir tilkopla jordingsnettet.

Kva ein bør passe på

Dersom spenninga på høgspenningssida av transformatoren er over 1 kV, må ein ha konsesjon for å byggje ut denne delen av anlegget, og det blir kravt at ein bruker personar med driftsleiarpapir for å operere høgspenningsutstyret.

Det er viktig å rekne ut kor stor den maksimale kortslutningsytinga er, slik at apparatanlegget med alle komponentane blir dimensjonerte for å tolle dette.

Transformatoren bør ha ei trekantkopling for å forhindre at jordstraumar, skeive påkjenninger og tredjeharmoniske sviningar passerer transformatoren.

8.8.2 Kontrollanlegg

Primærfunksjonar

Kontrollanlegget er "hjernen" i kraftverket og er den staden der det meste av logiske funksjonar og automatikk er innebygd. Ein kan gjerne dele kontrollanlegget inn i følgjande hovudgrupper:

- Indikasjon med instrument, stillingsvising osb.
- Kontrollfunksjonar for manuell styring og regulering
- Vernfunksjonar for automatisk kontroll
- Feilmelding for varsling
- Hjelpeanlegg for å skaffe anleggskraft i form av vekselstraum og likestraum (batterispennin)

Sjølve kontrollanlegget er i dag databaserte maskiner eller programmerbare logiske system (PLS) som blir plasserte i verna metallskap. I tillegg finst det sensorar ute i primæranlegget som skaffar tilstrekkeleg informasjon til at kontrollanlegget kan fungere.

Når det oppstår feil, er det viktig at ein har gjort førebyggjande tiltak at kraftverket blir operert på ein rett måte, slik at ein minimerer eventuelle skadar. Ein skil hovudsakleg mellom mekaniske feil og elektriske feil der vernanlegget kontinuerleg overvakar og vernar anlegget dersom det skulle oppstå ein unormal situasjon.

- Av elektriske feil kan vi nemne overstraum, overspenning, retureffekt, jordfeil, skeivlast osb.
- Av mekaniske feil kan vi nemne rusing, høg vikingstemperatur, høg lagertemperatur, røyrbrot, vibrasjon, osb.
- Alarmanlegget kan også overvake stasjonen når det gjeld innbrot, brann, frostsikring osb., men ein slik situasjon vil likevel berre løyse ut ein alarm både lokalt og fjernt.

Prinsipp

Kontrollanlegg kan byggjast etter fleire vesentlege prinsipp som må avklarast på eit tidleg stadium i ei utbygging. Desse er som følgjer:

- Kontrollanlegget må anten baserast på kvilestraum- eller arbeidsstraumprinsippet
- Kontrollanlegget må anten ha automatisk eller manuell start
- Det må veljast om det skal vere mogelegheit for fjernkontroll
- Det må avgjera om det skal vere ein lokal kontrollmåte ved hjelp av grafiske skjermer eller konvensjonelle styringstavler
- Skal dei elektroniske vernfunksjonane vere integrerte i styringssystemet eller vere separate og uavhengige einingar?
- Korleis skal tilhøvet til eigenforsyning og innmating på nettet ordnast?
- Det må utarbeidast eit einlineskjema som viser dei prinsipielle hovudfunksjonane for anlegget og korleis vernfunksjonane skal fungere
- Dersom stasjonseigaren ikkje har driftssertifisering for høgspentanlegg, bør effektbrytaren synkroniserast på lågspenningssida av eventuell transformator slik at stasjonseigaren kan få lov til å operere stasjonen sjølv utan sertifisering
- Kven som har ansvar ved automatisk start må avklarast overfor nettselskapet

Ubemanna automatisk drift

Med dagens høge lønnsnivå og den teknologien vi har for innsamling av data, logisk handsaming av desse med tilhøyrande styring og reguleringsfunksjonar, er det normalt å bygge alle kraftverk som sjølvgåande, utan at det er naudsynt med dagleg tilsyn. Med ein effektiv kommunikasjon kan alle små

kraftverk enkelt rapportere det minste avvik fra planlagt køyremønster eller normaltilstand til eigar eller driftsansvarleg. Dette er no blitt ein vanleg driftsmodus, og vi kallar det for fjernkontroll.

Ei slik driftsform set likevel store krav til at datainnsamlinga er rett og at kontrollfunksjonane er velfundne og fungerer rett når det måtte oppstå uventa driftssituasjoner. Det er spesielt viktig at kontrollanlegget stoppar stasjonen ved definerte unormale situasjoner og at driftsansvarleg får naudsynt beskjed om dette med ein gong. Dette skal sikre at stasjonen ikkje blir ståande i ein uheldig driftsmodus over lengre tid slik at det oppstår skade på utstyr eller omgivnader.

Driftsmodus

Det finst nokre hovudmodusar for styring og kontroll av vasskraftstasjonar, og desse er:

- *Nivåstyring*: Alle kraftverk som er kopla til og matar inn på sentralnettet, vil kunne opererast med nivåstyring, slik at dei produserer maksimalt med energi i høve tilsiget, representert ved nivået i inntaksmagasinet.
- *Effektstyring*: Nokre stasjonar, med spesielle krav til fast levering av kraft, kan bli sett til å produsere med fast effekt.
- *Frekvensstyring*: Kraftverk på isolert nett må operere med frekvensstyring for å kunne halde rett frekvens. Dei må difor halde tilnærma konstant frekvens på 50 Hz, og får difor frekvensstyring som driftsmodus. Stasjonen vil på denne måten automatiske regulere inn den effekten som er naudsynt for å halde frekvensen stabil innanfor toleranseområdet på 50 Hz (+/- 2,5 %).
- *Reaktiv regulering*: Nokre nett kan ha spenningsproblem eller ha andre stabilitetsproblem. Det kan difor vere naudsynt at stasjonen blir operert med reaktiv effekt som driftsmodus, medan andre stasjonar må produsere aktiv effekt. Slike situasjoner er heller sjeldne, men kan oppstå.

Maskinvare (Hardware)

Med maskinvare meiner vi her den prosessoren som programvarelogikken blir installert på, og som kan operere i automatisk modus. For små kraftverk blir det tilrådd å bruke industri-PC for programmerbar logisk styring (PLS). Generelt sett bør ein prøve å skaffe mest mogeleg standard maskinvare, då dette har fleire fordelar:

- Slikt utstyr bør vere godt utprøvd slik at ein med stor tryggleik veit at PLS har dei rette eigenskapane som skal til for å gjere alle oppgåvene tilstrekkeleg raskt under rådande miljømessige tilhøve.
- Den prosessoren som blir vald, bør ha eit standardisert operativsystem der nyare versjonar automatisk støttar gamle programvareversjonar. På denne måten kan ein eventuelt seinare bytte både maskinvare og operativsystem utan at ein treng å omprogrammere eller spesialtilpassa programvarelogikken.
- Det er ein fordel at det er solgt mange prosessorar av typen ein vil bruke, då dette indikerer både akseptabel kvalitet og at han er godt gjennomprøvd i ulike miljø.
- Det bør sikrast at det kan leverast reservedelar ein del år inn i framtida. Den raske utviklinga innan datamaskiner og PLS har medført ei stor nyutvikling av maskiner, og det har vore eit problem å skaffe reservedelar til "gamle" maskiner sjølv etter berre eit par års drift.
- For dei maskintypane som det er mange av på marknaden, vil det sannsynlegvis vere mange personar som kan bruke maskina, operativsystemet og programma. Dermed er ein ikkje låst til berre ein leverandør eller i verste fall til enkelpersonar som kan programmeringa.

Miljøaspekt

Prosessoren som skal styre hovudmaskina på stasjonen, må plasserast etter gitte retningsliner. Normalt vil leverandøren fortelje kva krav som blir stilte, men ein bør vere merksam på følgjande krav:

- Prosesoren må plasserast i eit metallkapsla kabinett.
- Dersom prosessoren ikkje har eit spesielt chassis, bør kabinetten ha ei nærmere definert tettleiksklasse (sjå det andre avsnittet under apparat og kontrollanlegg).
- Prosesoren krev at omgivnadstemperaturen skal ligge innanfor ein øvre og ein nedre temperatur.
- Prosessorar skal ikkje utsetjast for nokon form for ureining: støv, vatn, osb.
- Prosesoren skal ikkje vere plassert slik at ein eventuell vibrasjon frå hovudmaskineriet påverkar datamaskina.

Programvare (Software)

Dei fleste seriøse leverandørar på marknaden har eigenutvikla generell programvare som i dei aller fleste tilfelle vil kunne gjere ein fullgod jobb. Dette er programvare som er installert på fleire tilsvarende anlegg, og som har godt utprøvde funksjonar.

Dersom prosjektet har spesielle element som vil krevje eiga programmering, kan ein anten krevje tilleggsfunksjonar eller helt ny programvare. Ein må i så fall vere klar over at dette vil gi tilleggskostnadar.

Dersom ein ønskjer å installere eit kontrollanlegg med spesialtilpassa funksjonar, er det viktig at ein lagar ein god spesifikasjon tilpassa prosjektet. Det er viktig at skildringa er ein funksjonsspesifikasjon med krav til kvalitet snarare enn ein detaljspesifikasjon. Dette er vesentleg for at leverandøren skal kunne bruke kunnskapen sin og standardane sine til å få eit best mogeleg produkt innanfor dei standardane og røynslene som han allereie sit inne med, utan at han treng å gjere store, nye utviklingsarbeid.

Kjeldekodar

Alle dataprogram som blir leverte, er opphavleg programmerte med kjeldekode. Det blir derimot levert ein kompilert versjon som ikkje kan forandrast av kjøparen. Skulle ein trenge å gjøre endringar seinare, er det berre leverandøren som har høve til dette ved hjelp av kjeldekodane. Dei fleste leverandørane er ikkje interesserte i å utlevere kjeldekodane til dei programma som dei leverer. For kunden og operatøren av anlegget er det tilsvarende viktig at kjeldekodane er med på kjøpet. Det vil sikre at ein kan ha kontroll over anlegget sjølv om leverandøren skulle gå konkurs eller på annan måte ikkje lenger er tilgjengeleg. Dessutan er det somme leverandørar som utnyttar "monopolisituasjonen" sin, då dei veit at det berre er dei som kan assistere dersom ein skulle trenge hjelp på eit seinare tidspunkt.

Det er også viktig at ein sikrar seg ei fysisk utskrift av den logiske programmeringa i tillegg til ei funksjonsskildring, slik at dersom prosessoren havarerer og det ikkje lenger finst reservedelar, kan ein eventuelt setje opp att logikken med ein annan prosessor og eventuelt anna programvare.

Funksjonar og prinsipp

Ved val av løysing og spesifisering av kontrollanlegget bør følgjande tekniske tilhøve vurderast spesielt:

- Anlegget bør på grunn av naudsynt og periodisk vedlikehald byggjast med komplett automatisering slik at det kan vere i drift med eit minimum av tilsyn.
- For at anlegget skal kunne operere automatisk, må det inkludere eit fjernkontrollanlegg som kan varsle eigar eller driftsansvarleg når noko skjer, slik at vedkommande kan oppsøkje stasjonen for å gjere naudsynete inngrep og/eller korrektive tiltak.
- Kontrollanlegg bør baserast på kvilestraumsprinsippet, slik at det går automatisk til stopp dersom det skjer ein feil i kontrollanlegget eller i straumforsyninga.

- Anlegget bør utstyrast med heilautomatisk start og eventuell gjenoppstart sidan det kan stoppe på grunn av til dømes utfall av nettet.
- Dersom det blir ønskt lokal kontroll, bør dette aktiverast via grafiske display eller konvensjonelle tavler.
- For mindre anlegg kan desse verna bli integrerte i styresystemet. For litt større anlegg kan det setjast inn separate og uavhengige verneeininger.
- Driftsmodusane til anlegget må definerast og integrerast i kontrollanlegget.

Det vil alltid vere naudsynt å gjere anleggsspesifikke tilpassingar baserte på dei avgjerdene som blir gjort om val av teknologi og funksjonalitet.

Dokumentasjon

Det er viktig at dei ulike leveransane blir dokumenterte både med tanke på utrekningar, teikningar, konstruksjon og oppbygging, funksjonalitet og skildringar av drift og vedlikehald for at eigaren og operatøren skal kunne bruke utstyret rett og sikkert over heile driftsperioden. På den andre sida kostar det å lage dokumentasjon. Det vil difor vere viktig å krevje eit balansert nivå på dokumentasjonen.

Det skal utarbeidast anleggsdokumentasjon i samsvar med NEK 321, 322/1985 (IEC Publ. 750/1082) og NEK 144 (IEC Publ. 617). (Alternativt kan det også stillast krav til dokumentasjon i samsvar med NS 5820: Dokumentasjon av utstyrleveransar)

Følgjande dokumentasjon er normalt for kraftverk:

- A. Konstruksjonsteikningar eller slutt-dokumentasjon (As-built-Drawings):
 - a. Tekniske utrekningar
 - b. Funksjonsplanar
 - c. Alarm- og signallister for lokalkontroll og fjernkontroll
 - d. Arrangementsteikningar
 - e. Einlineskjema og verneoppkoplingar
 - f. Forrigingsteikningar og blokkskjema
 - g. Programdokumentasjon
 - h. Monteringsteikningar med skildring av apparat- og kontrollsak
 - i. Komponent- og apparatspesifikasjoner med datablad og sertifikat
 - j. Kabel- og termineringsliste
- B. Drift og vedlikehald
 - a. Prosedyrar for drift
 - b. Vedlikehaldsinstruksar
 - c. Reservedelsliste
- C. Prøveprotokollar

All dokumentasjon bør innehalde naudsynte kryssreferansar for funksjonsorientert og plassorientert merking.

Det bør brukast anleggsmerking i samsvar med NEK 321, 322/1985 (IEC Publikasjon 750/1082) og NEK 144/1988 (IEC 617). Driftsmerking blir utført i samsvar med tilvising av byggeren.

Sluttdokumentasjonen bør leverast innan ein tidfesta periode etter at anlegget er levert og overteke av kunden.

Spesielle vurderingar

Leverandørar skiftar raskt, og det er ikkje sikkert at den aktuelle leverandøren er i marknaden den dagen anlegget sviktar og ein treng naudsynt service. Det bør vurderast om ein bør lære seg ein del av teknologien eller sikre at ein har tilgang på personell som kan meistre dette. Ein bør i alle fall sikre seg kjeldekodane og ei utskrift av desse, slik at programlogikken eventuelt kan gjenskapast på ei nyare maskin og med ei anna programvare. Sørg alltid for å ha ein kopi av programvara lagra på ein sikkert stad utanfor stasjonen.

Ein bør vurdere om det finst tilstrekkeleg med reservedelar og om leverandøren kan og vil kunne levere dette i minst 10 år framover.

Anlegget må byggjast driftsikkert, slik at det automatisk går til stopp dersom det oppstår problem med styringar, vern eller driftsautomatikk.

For fjernkontrollerte stasjonar må driftsansvarleg alltid kunne få beskjed dersom det oppstår ein uvanleg driftssituasjon.

Måling og avrekning

Hovudføremålet med å byggje eit kraftverk vil vere å produsere energi for sal. For å kunne gjere ei økonomisk avrekning med nettoperatøren er det naudsynt å kunne måle produserte kilowatt-timar som er leverte til nettet. På same måte vil kraftverket i stillstandsperiodar ha behov for å kjøpe straum. Til dette trengst det måling både for den energien som kraftverket produserer, og også måling av den energien som kraftverket bruker under stillstand.

Ved produksjonsanlegg er det alltid relativt store energimengder som blir omsette, og det er difor viktig at energimålarane har ein tilstrekkeleg presisjon. Kvart einskild energiverk vil også setje strengje krav til denne typen målarar.

8.8.3 Fjernkontrollanlegg

SMS-meldingar til mobiltelefon

Den enkleste forma for fjernkontroll og kommunikasjon med kraftverket er ved hjelp av SMS-meldingar til mobiltelefon. Ved å installere via GSM-modem kan kontrollanlegget enkelt programmerast slik at det i gitte feilsituasjonar sender predefinerte feilmeldingar til driftsansvarleg som ber ein mobil vakttelefon.

Dersom ansvarleg driftsleiar, eller eventuelt andre, skulle ønske ein status på stasjonen, kan ein berre sende ein statusførespurnad i form av ei koda tekstmelding til stasjonen sitt GSM-nummer, slik at ein via GSM-modemet får i retur ei predefinert statusmelding med aktuell status. Ei slik statusmelding kan til dømes vere:

Frekvens:	50 Hz	dette fortel om stasjonen går eller står
Spanning:	400 V	dette fortel om stasjonen er tilknytt nettet
Effekt:	133 kW	dette fortel om stasjonen produserer energi
Vassnivå:	130 m	dette fortel om stasjonen burde gå eller stå

Internettovervaking

For dei stasjonane som er oppkopla med eit permanent telefonsamband, finst det også standardiserte løysingar der signal, kommandoar og feilmeldingar kan leggjast ut, slik at stasjonane kan opererast via internettoppkopplinga.

Ei slik oppkoppling kan gi mykje informasjon på ein enkel måte over lange avstandar, men farten på slike kommunikasjonar er relativt avgrensa.

Fast oppkopla samband

Dei fleste større kraftprodusentar har ofte faste oppkopla kommunikasjonsliner mellom driftssentralen og alle kraftstasjonane. Slike nett er både komplekse og dyre og ikkje særleg aktuelle for mini-, mikro og småkraftverk.

8.8.4 Hjelpeanlegg

Hjelpeanlegget er også gjerne definert under apparat- og kontrollanlegget. Dei funksjonane som vi meiner tilhører hjelpeanlegget, er som følgjer:

- A. Stasjonsforsyning for vekselstraum og likestraum
- B. Ventilasjonsanlegg
- C. Lenseanlegg

8.8.5 Kva ein bør passe på

Isolasjonsklasse

For alle tavler og skap der det blir plassert elektrisk og elektronisk utstyr bør det stillast krav til skapa med omsyn til utføringa. IEC har standardisert dette og eit normalt krav er IP 44 som er laga for å vere sikkert mot vass-sprut. Dersom utstyret også skal bli beskytta mot støv, bør ein bruke tettleiksklasse IP 54. Desse klassene er definerte i publikasjon IEC 529 av 1989-11.

Jording

Eit godt jordingsanlegg er viktig både for persontryggleik og tryggleik for utstyr. Ved normale tilstandar utan noka form for feil i anlegga er dette ikkje så viktig, men så snart det oppstår ein jordfeil, er det avgjerande at ein har kontroll på kor jordstraumane går og kor det byggjar seg opp store potensialskilnadar. Slike jordstraumar og potensialforskellar representerer ein fare for driftspersonalet ved at dei kan risikere uventa straum- og spenningssstøyt på stader der det normalt tidlegare har vore trygt å ta på utstyret. Slike potensial blir lett så kraftige at dei kan vere livsfarlege dersom jordingsanlegget ikkje er gjort rett. Store jordstraumar og potensialforskellar kan også vere svært skadeleg eller destruktivt spesielt for moderne styringssystem som er basert på elektronikk. Sjølv om nyare elektronikk er forbetra for å kunne motstå slike miljø, er dei likevel baserte på at jordingsanlegget er rett utført.

Det er vanleg at leverandøren av apparat- og kontrollanlegget leverer jordingsanlegget for kvart anlegg. I denne samanhengen skal han dimensjonere og installere eit jordingsanlegg som sikrar at spenningar på anleggsdelar ikkje fører til skade på personar eller utstyr når nokon tek på det. Normalt blir jordingsanlegget delt opp i eit nedgrave jordingsanlegg eller fundamentjording og eit ope jordingsanlegg.

Apparateverandøren gjer utrekningar, skildrar installasjonen og leverer alt materiell til jordingssystemet. Apparateverandøren monterer normalt opne jordingssystem, men dersom det blir eit nedgrave jordingssystem er det som oftast byggkontraktøren som gjer dette.

9 LINETILKNYTING. KRAFTLEIDNINGAR

Sjå kapittel 15, Tilknyting til nettet.

9.1 Anna: veg, bru, osb.

Det er viktig å sjekke eksisterande tilgjenge. Svært ofte kjem ein borti private vegar og veglag. Ein må ha samtaler med og skrive avtaler med desse. Det er viktig at det skjer tidleg i prosessen så ein ikkje kjem i skvis.

Bereevna til eksisterande bruer må sjekkast.

Ved naudsynt nybygging av veg og bru må ein inngå avtaler med eventuelle grunneigarar som ikkje tek del i prosjektet.

9.2 Kvalitet

I planlegging og bygging av kraftverk er det fra første dag viktig å tenkje kvalitet. Ein bør stille seg følgjande spørsmål før ein tek ei avgjerd om utbygging:

1. Kva faktorar er viktige å vurdere for å definere kvaliteten på det endelege kraftverket?
2. Kva kvalitet er det på utstyret som blir tilbode i marknaden?
3. Korleis sikre at ein får den kvaliteten ein trur at ein har kjøpt?

Spørsmål 1: Kva faktorar er viktige å vurdere for å angi kvaliteten på det endelege kraftverket?

Alle delar av anlegget må sjølvsagt fungere når anlegget har kome i drift. Dei fleste delane kan lett reparerast eller skiftast ut, men nokre er det ikkje mogeleg å gjøre noko med eller det vil vere dyrt å korrigere for manglande kvalitet.

Faktorar som vil vere vesentlege for kvaliteten på anlegget, og kva som kan gjerast for å sikre dette, vil vere:

- Hydrologien, storleiken på det årlege tilsiget. Om mogeleg kontrollere ved hjelp av målingar i vassdraget.
- Inntaket er som oftast det mest problematiske ved ei utbygging. Det kan difor lønne seg å konsultere ein røynd fagperson i samband med planlegging av dette.
Studer elva nøyne i planfasen, og finn ut korleis den oppfører seg i alle sesongar. Ta bilete frå vinter- og flaumperiodar. Registrer spesielt tilhøva for rask og sedimenttransport under flaum og isgang i vårløysinga.
- Sikring av røyrgata mot snøras, jordras osb.

Studer miljøet i vassvegtraséane godt heile året i heile planfasen. Ta bilete frå alle årstidene for å registrere tilhøva. Det vil vere til god hjelp.

- Turbin- og generatorlagre
Rusekrefter og hydrauliske aksialkrefter inkludert vekt frå roterande delar i turbinen dannar grunnlaget for dimensjonering av turbin- og generatorlager. Det er difor viktig at generatorleverandøren dimensjonerer lagra sine (styre- og berelager) på grunnlag av maksimale ruse- og aksialkrefter som blir oppgitt av turbinleverandøren.

For vasskraftverk er det normalt å forlange at lager skal dimensjonerast for 100 000 timars drift.

- Rusing

Rusing av eit aggregatet (turbin og generator) er definert av turbinval og kva lukketider som blir lagt inn for leieapparat, alternativt nåler, i turbinen. Turbinleverandøren må difor gi opp maksimalt ruseturtal til generatorleverandør som underlag for dimensjonering av generatoren.

Spørsmål 2: Kva kvalitet er det på utstyr som blir tilbode i marknaden ?

- I mini- og mikroturbinmarknaden er det mange leverandørar med til dels store variasjonar i pris og kvalitet. Utstyr som i utgangspunktet er billig i innkjøp, vil ikkje utan vidare vere billig over tid dersom kvaliteten ikkje er tilfredsstillande.
- Ved val av leverandørar er det viktig å innhente referansar på tilsvarande utstyr som er levert dei siste åra.
- Avgjerande for utstyret er at det fungerer og yter som forutsett, at drifts- og vedlikehaldsutgifter blir haldne på eit minimum, og at levetida er som venta.
- Ein del leverandørar har eit relativt avgrensa leveringsprogram. For å sikre rett val av utstyr er det difor viktig at det blir stilt rette krav til utstyr uavhengig av leveringsprogrammet til den aktuelle leverandøren. Avgjerande for utstyret er at det er rett tilpassa anlegget med tanke på vassføring, fallhøgd, topografi, grunntilhøve osb.
- Den som får det totale systemansvaret i planlegginga, må velje utstyr.

Spørsmål 3: Korleis sikre at ein får den kvaliteten ein trur at ein har kjøpt ?

- Val av utbyggingsmodell er viktig for å oppnå kvalitet i heile prosessen.
Sjå kapittel 13 - Utbyggingsmodellar/engasjementformer
- Prosjektet blir tilrådd å ha ein systemansvarleg som tek ansvar for at alle element i kraftverket er rett dimensjonerte ut frå tekniske og økonomiske føresetnader og dei topografiske/geotekniske/geologiske tilhøva. Systemansvarleg vil gi uavhengige råd om val av løysingar og leverandørar.
- Slik marknaden for tenester og leverandørar fungerer i dag, er det rådgivande ingeniørfirma og nokre leverandørar som kan ta totalt systemansvar, medan dei fleste leverandørane i mini- og mikrokraftverkmarknaden tek totalansvar berre for sin del av leveransen.
- Val av rådgivarar og leverandørar er eit viktig val for kvaliteten. Sjekk difor referansar frå oppdrag dei har hatt nyleg.
- Dei som har teke på seg ansvar for heile eller delar av anlegget, må leggje fram ein kvalitetssikringsplan for gjennomføringa. Utbyggjar må sjølv kontrollere at planen blir brukt og fungerer i praksis. Be om dokumentasjon av viktige utrekningar, t.d. optimalisering av anleggsdelar.
- Einmannsfirma må ha avtale med eit anna firma med same kompetanse for å kunne tilfredsstille krava i ein kvalitetsplan med sidemanns kontroll.
- Alle firma må forsikre ansvaret sitt i kontrakten. Be om forsikringsprov.
- Dei minste anlegga, dvs. dei under 100 kW, vil ikkje ha økonomi til å dekkje mykje rådgivarassistanse, men nokre timer som kan verifisere hovuddimensjonane og val av utstyr kan vere verd prisen sidan få leverandørar vil ta totalansvar. Der det ligg til rette for at fleire grunneigarar kan slå seg saman, vil ein kunne stå sterkare økonomisk til å dekkje rådgivarassistanse.

10 MILJØ- OG SAMFUNNSKONSEKVENSAR

10.1 Generelt

I samsvar med vassressurslova § 8 er det forbode utan løyve å gjennomføre tiltak i vassdrag som kan vere til nemneverdig skade eller ulempe for allmenne interesser. I praksis medfører dette at små kraftverk kan vere konsesjonspliktige. For å avgjere spørsmålet om konsesjonsplikt, må det difor gjerast kvalifiserte vurderingar av om utbygginga medfører nemneverdig skade. Vassressurslova legg til grunn ei vid forståing av omgrepene ”allmenne interesser”. Dette går fram av forarbeida til lova. Med allmenne interesser meiner ein mellom anna den frie gangen til fiskeri, allmenn ferdsel, naturvern, biologisk mangfald, friluftsliv, vitskaplege interesser, kultur- og landskapsomsyn, jordvern og omsyn til flaum og skred m.v.

I praksis blir det svært sjeldan gitt konsesjonsfratak for kraftverk med installert effekt over 1 MW. For kraftverk over 1 MW vil det difor vere tidssparande å gå rett på ein konsesjonssøknad.

Dersom eit utbyggingsprosjekt blir vurdert som konsesjonspliktig av NVE, skal det berre bli gitt konsesjon dersom fordelane ved tiltaket overstig skadar og ulempar for allmenne og private interesser (vassressurslova § 25). Dette inneber at konsekvensane for relevante allmenne interesser må vere tilstrekkeleg klargjorde før NVE kan gjere ei avgjerd om det skal bli gitt konsesjon, og eventuelt på kva vilkår. Dette er skildra i vassressurslova § 23, der det går fram at søknad om konsesjon etter § 8 skal gi naudsynte opplysingar om det planlagde tiltaket og om fordelane og ulempene. Vassdragsstyresmakta kan også kreve ytterlegare opplysingar av søkeren og kan avgjere at søkeren skal gjere eller koste undersøkingar eller utgreiingar som trengst for å klarleggje fordelar og ulempar ved tiltaket.

10.2 Metode

For søkeren om utbygging av små kraftverk gjeld generelt at tilhøvet til fagtemaet biologisk mangfald skal leggjast ved søkeren som eit eige vedlegg og blir vurdert separat i samsvar med eigen rettleiar, medan andre miljø- og samfunnsrelaterte tema inngår som delkapittel i sjølve konsesjonssøknaden. Dette inneber ikkje at krava til informasjon og vurdering av ulempar er mindre for andre tema enn biologisk mangfald. Det blir difor tilrådd at ein tidleg i prosjektutviklinga identifiserer tema som er vesentlege og relevante for avgjerala innan miljø, naturressursar og samfunn. Dette inneber også at mange tema blir valde bort. I samsvar med biologisk mangfald (NVE-Rettleiar 2009:03) har miljøstyresmaktene ei viktig rolle i å formidle krav og kunnskap i kvar einskild sak ved førespurnad.

Førehandsvurderinga bør difor innehalde kontakt med aktuelle styresmakter som miljøvernavdelinga hos Fylkesmannen, kommune, fylkeskommune og eventuelt Sametinget og reindriftsforvaltinga. OED sine retningslinjer for små kraftverk blir lagt til grunn for identifisering av relevante tema. For å få eit oversyn over kjende interesser og verdiar i influensområdet, blir det søkt etter litteratur og stadfesta informasjon i nasjonale databasar. I tillegg gir eit berggrunnskart ein god del informasjon.

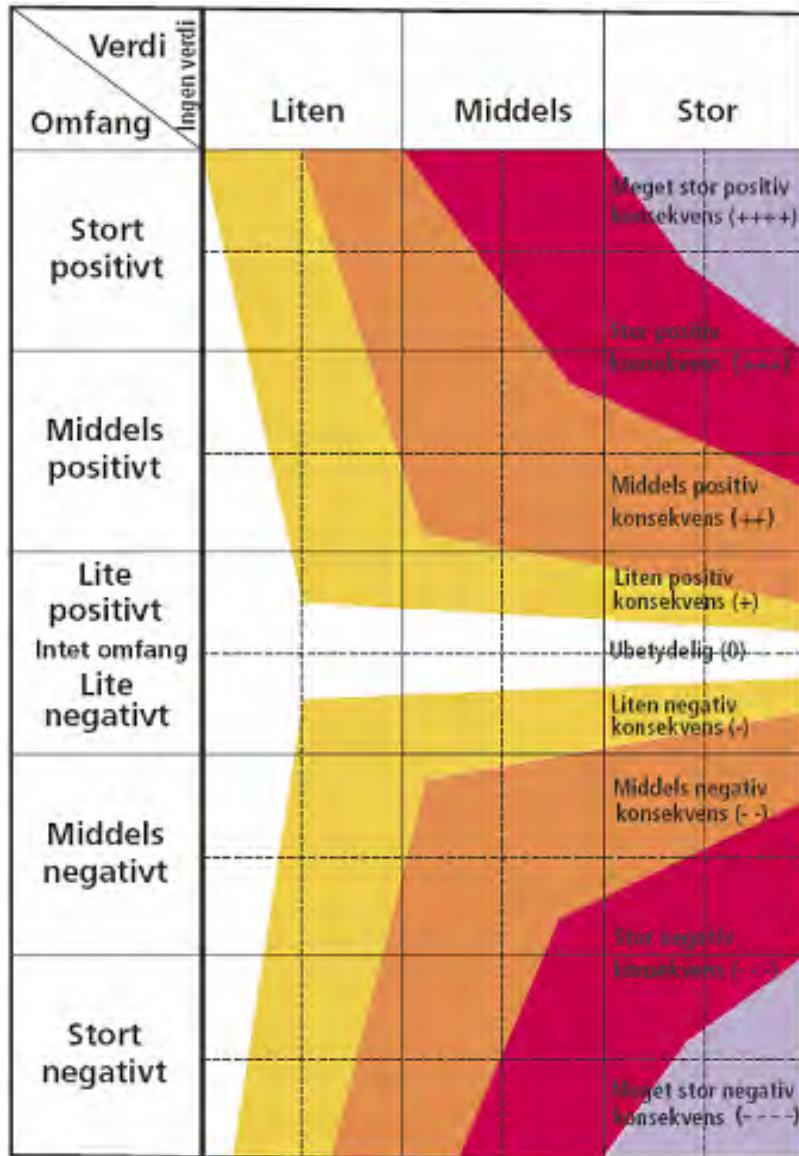
Innhaltet i førehandsvurderinga er som følgjer:

- Vurdere realistiske alternativ for tiltaket
- Identifisere kva tema konsekvensvurderinga skal konsentrere seg om
- Skildre korleis slike tema skal handsamast / kva metodikk som skal brukast
- Vere fokusert på det som er relevant for avgjelder
- Vurdere og ta høgd for ”godt nok”-prinsippet – konsekvensvurderinga skal vere tilpassa storleiken på prosjektet

Her er det viktig å vere tydeleg på at undersøkingane av relevante tema må vere omfattande nok til å gi eit godt nok vedtaksgrunnlag, og at dette kan kreve ein viss innsats både tidsmessig og økonomisk.

Når det gjeld den overordna metoden for korleis konsekvensane for kvart fagtema skal vurderast, bruker ein Statens vegvesen handbok 140. Handboka er primært retta mot fagpersonar som arbeider med konsekvensanalysar av veg- og transportprosjekt, men blir også brukt av fagpersonar som utgreier andre tiltak, bl.a. naturmiljø, landskap og kulturminne i vasskraftprosjekt.

I vegvesenets handbok er det gitt ein metode for utgreiing av konsekvensar basert på kunnskap om verdien av eit gitt miljø og ei vurdering av tiltaket si endring av denne verdien, oppgitt som omfang. I ein matrise er verdi og omfang samanlikna, og ut frå dette kjem konsekvensane av tiltaket fram for det gitte fagfeltet. Dette er vist i figuren nedanfor.



Konsekvensvifte. Frå Statens vegvesen 2006.

Hovudinnhaldet i slike konsekvensvurderingar innehold difor følgjande oppgåver:

- Registreringar
- Verdivurdering
- Omfang av påverknad
- Konsekvensvurdering
- Mildnande tiltak

10.3 Fysiske påverknader

Alle kraftverk medfører fysiske endringar i miljøet. Kor omfattande desse endringane blir, kjem an på ei rad faktorar som varierer frå prosjekt til prosjekt. Nedanfor er det oppgitt nokre aktivitetar ved vasskraftutbygging som kan medføre fysiske endringar, og som igjen kan ha konsekvensar for fagtema innan miljø, naturressursar eller samfunn.

Tiltak og aktivitetar ved bygging av vasskraftverk som endrar fysiske tilhøve i prosjektområdet.

Mellombelse
Trafikk og anleggsarbeid i anleggsperioden
Fysiske inngrep i vegetasjonen i samband med bygging av kraftverk, kraftliner, mellombels veg, røyrtraséar, rigg, m.m.
Utslepp av prosessvatn frå tunneldriving og anleggsarbeid
Graving i elveløp
Permanente
Bygging av kraftverk: dam og inntak og danning av små inntaksbasseng, vassveg og kraftstasjon
Bygging eller etablering av veg, parkeringsplass, massedeponi m.m.
Bygging av kraftline
Redusert vassføring i elva
Tilførsel av vatn frå nabonetbørfelt
Start og stopp av kraftstasjon
Regulering av vasstanden i innsjø

For å kunne gjere ei konkret utgreiing av konsekvensane av ei utbygging, er det heilt avgjerande å ha god kunnskap og informasjon om dei fysiske påverknadene som det konkrete prosjektet medfører.

10.4 Konsekvensar for ulike miljø- og samfunnstema

Ein gjennomgang av metodar som blir brukt for undersøking av ulike tema i vasskraftsaker er utarbeidd i NVE.

Biologisk mangfold

For vurdering av konsekvensane for det biologiske mangfaldet, er det utarbeidd ein eigen rettleiar, med revidert utgåve 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". (Erstattar Veileder 2007:03). Det blir difor ikkje gitt noka inngåande skildring av korleis vurderingane for biologisk mangfald skal gjerast her. Fylkesmannen si miljøvernnavdeling kan ofte gi nyttig informasjon. Under tema biologisk mangfald blir det lagt vekt på verdifulle naturtypar, trua vegetasjonstypar og raudlisteartar. Vurderinga av konsekvensar for biologisk mangfald skal vedleggjast som eige dokument.

Landskap

Olje- og energidepartementets retningsliner for små kraftverk (OED 2007) gir ei god skildring av sentrale problemstillingar knytte til landskap og vasskraft. Dersom det skal gjerast ei vurdering av miljøverknader av eit konkret småkraftprosjekt, kan det vere nyttig å bruke metoden "romleg landskapskartlegging", også kjende som "NIJOS-metoden".

Det er viktig å ta biletet av vassdraget som del av landskapet og biletet av utforminga til vassdraget på nært hald. Dersom det er landskapselement som er spesielt verdifulle, til dømes fossar eller eksponerte strekningar, er det viktig å få teke biletet av elva med ulike vassføringar. Biletet frå periodar med låge vassføringar bør brukast ved vurdering av kva minstevassføring ein skal foreslå av omsyn til landskapet. Det er ein stor fordel å ha god kunnskap.

Inngrepsstatusen i prosjektområdet er viktig ved vurdering av konsekvensane for landskap, og denne bør skildrast grundig. I dei tilfella anleggsobjekt som inntaksdam, kraftstasjon eller massedeponi blir godt synlege i landskapet, bør ein lage fotomontasjar som illustrerer situasjonen før og etter bygging. Konsekvensen for inngrepsfrie naturområde (INON) kan med fordel sjåast saman med fagtema landskap, men det kan også ha relevans for fleire andre fagtema.

Fisk og ferskvassbiologi

Økologiske tilhøve i ferskvatn kan bli mykje påverka av små kraftverk. Element av kraftverket som må vurderast spesielt i denne samanhengen er:

- Redusert driv av botndyr og vandringssperre for fisk ved inntaksdammen
- Redusert vassføring på påverka strekning kan gi redusert produksjon og hindre vandring
- Spreiing av artar ved overføring av vatn
- Strandning av botndyr og fisk nedstraums kraftstasjonen ved effektkøyring eller ikkje planlagd stans i kraftverket
- Redusert produksjon og endring i artssamansetjing ved regulering av vatn og når ein lagar inntaksmagasin i elvar
- Forureining i anleggsperioden kan gi mellombelse negative effektar

Det er spesielt viktig å vurdere nivået på vassføringa på den påverka strekninga mellom inntaket og utløpet frå kraftstasjonen.

Fugl og annan fauna

Dei fugleartane som kan bli negativt påverka av små kraftverk, er primært vasstilknytte fuglar som vadalar og ender, i tillegg til fossekall og vintererle. Små kraftverk blir i hovudsak lokalisert til område med størst mogeleg fall. Slike område er som hovudregel lite attraktive for både vadefugl og ender, men i nokre vassdrag er det delstrekningar med både roleg strøymande vatn og våtmark. Dette må vurderast frå vassdrag til vassdrag. Raudlista artar som sjøorre, bergand, songsvane og brushane er artar som kan finnast på slike område. Fossekall og vintererle føretrekker nærområda til fossar og stryk som hekkeområde. Ein reduksjon i vassføring vil kunne gi redusert produksjon av insekt på strekninga. Dette vil kunne ramme både fossekallen, som lever av botndyr, og vintererla, som tek vaksne insekt i flygefaseten.

Det er sjeldan at pattedyrfaunaen blir vesentleg negativt påverka av små kraftverk. Unntak frå dette kan likevel vere eter som ikkje vil finne prosjektstrekninga interessant om fiskebestanden blir redusert. Det

same gjeld også for mink, men denne er introdusert i Noreg, og skal ikkje prioriterast i denne samanhengen. I anleggsperioden blir det mykje støy og menneskeleg nærvære i prosjektområdet. Dette kan føre til at området blir mindre brukt av vilt i denne perioden. Det er store forskjellar på kor sårbare dei ulike artane er for slike forstyrringar. Dei store rovdyra og villrein er mellom dei som må forventast å ha størst negativ respons på anleggsarbeid.

Friluftsliv og reiseliv

Vatn og vassdrag har ofte stor rekreasjonsverdi. DN-handbok - 18 om friluftsliv i konsekvensutgreiingar og DN-handbok - 25 om kartlegging og verdsetjing av friluftsområde gir gode råd om kva som bør vektleggjast under dette fagområdet. Det er viktig å få oversyn over korleis og i kor stor grad prosjektområdet blir brukt til friluftsliv. Ein må ta omsyn til alle typar brukarar og bruk til ulike årstider. Det er også vesentleg å vurdere om det er andre liknande område i rimeleg nærleik som dekkjer dei same føremåla, eller om området er unikt på nokon måte. I tillegg til å vurdere dagens bruk, er det også interessant å vurdere potensialet til området for ulike former for friluftsliv. I den grad friluftslivskvalitetane har verdi i reiselivssamanheng, må også dette vurderast. Potensielle konfliktområde som bør få merksemrd er:

- Konsekvensar for grunnlaget for friluftslivet (mengda fisk og vilt, bademogelegeheter, bær og sopp)
- Konsekvensar for attraktive areal for friluftsliv
- Tilgjenge til friluftslivsområde både innan prosjektområdet og til friluftsområde som ligg lenger frå tiltaket
- Konsekvensar for opplevinga av eit område. Karakteren til området saman med utsjånaden på anlegget, støy og anna forureining kan forringe opplevinga av eit område

Kulturminne og kulturmiljø

Kulturminne og kulturmiljø er ikkje-fornybare ressursar. Med kulturminne meiner vi alle spor etter menneskeleg aktivitet i det fysiske miljøet vårt. Kulturminne frå før 1537 er automatisk freda med ei sikringssone på 5 meter. Samiske kulturminne som er eldre enn 100 år, er også automatisk freda. Kulturminne frå nyare tid kan ha stor verdi som historiske dokument. Med kulturmiljø meiner vi område der kulturminne inngår i ein større heilskap eller samanheng. Naturelement som fossar, stryk, gjel og bergknaukar kan i seg sjølv også representer minne, fordi det ofte er knytt historier, segn eller mytar til slike element. Potensielle konfliktområde som bør få merksemrd er:

- Konsekvensar for kulturminne og kulturmiljø som er vedtaksfreda etter kulturminnelova, eller regulerte spesialområde med vern som formål
- Verdifulle kulturlandskap og kulturmiljø (sjåast i samanheng med fagtema landskap)
- Konsekvensar for automatisk freda kulturminne, eller kulturminne under vatn

Jordbruk, skogbruk og reindrift

Jordbruks- og skogbruksinteressene kan bli negativt påverka gjennom arealbruk i form av veg, nedgraving av vassveg, kraftliner og neddemmingar. Det må skiljast mellom kva som er varig arealbruk og kva som berre blir negativt påverka i anleggsperioden og fram til ny vegetasjon er etablert. For skogbruket kan etablering av vegar og vassveg (i byggjepериодen og rett etter) gi positiv effekt fordi det blir lettare å ta ut skog.

Villrein og tamreindrift kan vere sårbar for inngrep. Det er spesielt viktig å ha fokus på kalvingsområde, trekkvegar, sommar- og vinterbeiteområde og drivingsleirar, og på spesielle funksjonsområde som slakteplassar og samleplassar. For villreinen er det viktig å vurdere om inngrepet kan føre til redusert arealbruk.

10.5 Mildnande tiltak

Med avbøtande tiltak meiner vi justeringar av sjølve prosjektdesignen eller spesielle tiltak for å redusere negative konsekvensar for eitt eller fleire fagtema. Ved forslag om mildnande tiltak er det viktig at nytteverdien av tiltaket blir vurdert, og at denne blir halden opp mot den auka kostnaden tiltaket medfører.

Mildnande tiltak som kan vurderast ved bygging av små kraftverk er mellom anna:

Endra nivå eller regime for slepping av minstevassføring

Det er viktig å kjenne dei naturlege årstidsvariasjonane i vassdraget før det blir foreslått regime for minstevassføring. Omsynet til fisk og ferskvassbiologi, fuktrevante artar og vegetasjon langs vassdraget og landskapet bør vere styrande for fastsetjing av minstevassføring.

Tiltak for raskare revegetering

Det bør vere eit mål at naturmiljøet blir skadd så lite som mogeleg ved bygging av små kraftverk. Ved å ta vare på vekstlaget der det blir grave ned vassrøyr eller ved at ein byggjer mellombelse vegar vil revegeteringa gå raskare og ein vegetasjon som er meir lik den opphavlege vil komme tilbake. Sång med frøblandingar bør berre brukast der det er naudsynt for å hindre erosjon. Dette for å unngå at det ikkje blir spreidd artar som ikkje høyrer heime i området.

Stengje permanente vegar med bom

I nokre prosjekt fører nye, permanente vegar til auka konflikt med naturmiljø, reindrift eller friluftsliv. Eit mildnande tiltak kan då vere å la vegen gro att eller å stengje den med bom som hindrar ferdsel der dette er eit problem.

Oppretthalde vandringsmogelegheitene til fisken

Det er berre unntaksvis at fisk har fri vandring i elva på heile utbyggingsstrekninga. Dette skuldast at små kraftverk blir lagde til strekningar med størst mogeleg fall. Ofte kan det likevel skje vandring oppover forbi det planlagde kraftstasjonsutløpet. I slike situasjonar kan det vere viktig å utforme anlegget slik at det ikkje blir skapt nye vandringshinder. Dette kan også vere aktuelt i området ved inntaket. I vassdrag med anadrome artar (laks, sjøaure og sjørøye) er det viktig å vurdere mogelegheita for å plassere kraftverket på toppen av strekninga med anadrom fisk.

Omløpsarrangement i kraftstasjonen

Når småkraftverk blir etablerte i vassdrag med verdifulle fiskestammar eller førekomstar av prioriterte artar, til dømes elvemusling, nedstraums kraftstasjonen, må det vurderast om ein bør installere ein omløpsventil i kraftstasjonen. Dette vil forhindre at det skjer plutselige tørrleggingar på strekninga nedstraums kraftstasjonen når kraftstasjonen stansar pga. for lite tilsig eller ved uventa stans. Kapasiteten på omløpsventilen må dimensjonast etter nivået på minstevassføringa, utforminga på vassdraget og verdien av dei biologiske førekomstane på den aktuelle strekninga.

Tilpassa anleggsperioden i tid for å redusere konflikt

For nokre fagområde slik som hekketid for fugl, kalving og flytting av rein mv. er tidspunktet for når dei ulike anleggsarbeida blir gjennomførte svært viktig. Det er difor viktig at det er tett dialog med reindriftsutøvarane dersom prosjektet ligg i eit reinbeitedistrikt. For rovfugl og ugler er etervinteren og våren spesielt sårbar når det gjeld hekking.

Utforming av kraftstasjon med nærområde

Det viktig at kraftstasjonen får ei eigna utforming i høve landskapet. Dette er spesielt viktig dersom kraftstasjonen er godt synleg i terrenget, og dersom den ligg i eit område med store landskapsmessige verdiar.

Endra plassering og utforming av inntaksdam

Etablering av inntaksdam medfører ofte at landareal blir sett under vatn. Sjølvé damkonstruksjonen kan også i nokre tilfelle bli dominerande i landskapet. For å unngå problem med ising og eventuell innsuging av luft, er det viktig at inntaket ligg tilstrekkeleg djupt. I nokre tilfelle kan ein oppnå dette ved å grave ut botnen i inntaksdammen samstundes som damhøgda blir redusert.

Endre trasé for vassveg

I dei fleste utbyggingar er det mogeleg å justere traseen for vassveg utan at dette i vesentleg grad går ut over funksjonen eller økonomien til kraftverket. Dersom det er spesielt konfliktfulle førekomstar av biologisk mangfold eller kulturminne i traseen, bør denne justerast for å redusere konflikten. Ofte er det også mogeleg å redusere landskapspåverknaden ved å gjere justeringar. I nokre tilfelle bør ein også vurdere å bore eller sprengje vassvegen. I tillegg til miljømessige fordelar kan ein bora eller sprengt vassveg gi færre driftsmessige problem.

11 SELSKAPSFORMER

11.1 Generelt

Ved dei fleste prosjekt er det involvert fleire fallrettseigarar. Fleire løysingar for organisering er aktuelle. Ei løysing kan vere å gå saman om prosjektet. I andre tilfelle kan det vere fornuftig å inngå avtale med profesjonelle aktørar om finansiering og utbygging.

Organisering av fallrettseigarar

Norges Bondelag, Norges Skogeierforbund, Norskog, Småkraftforeninga og Norges Vel har saman utarbeidd forslag til korleis fallrettseigarar kan organisere seg i samband med mogeleg utbygging av vassfall ("Planlegging og etablering av små kraftverk". NVE-rapport 2007:14). Forslaget omfattar intensjonsavtale om å undersøke om vassfallet kan utnyttast til produksjon av elektrisk kraft, og vedtekter for fallrettslag til bruk når det skal fattast vedtak om utbygging. Rettleiarar følger med.

Kraftverket kan etablerast og eigast ved fleire ulike selskapsformer. Den viktigaste skilnaden mellom dei ulike selskapsformene er at dei gir ulike former for risikoprofil både for grunneigarar, kraftverkseigarane og for finansieringskjelda. Dei ulike selskapsformene inneber også ulike skattemessige variantar som ein bør ta omsyn til i ei total finansiell vurdering.

Dei mest vanlege selskapsformene er skildra nedanfor.

11.2 Aksjeselskap (AS)

For kraftverk av litt storlek som mini- og småkraftverk er aksjeselskap (AS) ei vanleg form for selskapsdanning innan bransjen, og spesielt som private føretak der kven som helst i prinsippet kan bli invitert til å delta på eigarsida. Ved å bruke eit AS vil ein via aksjelova ha ei vel definert organisasjonsform både med tanke på eigarskap, overføringer og skattar (ref. aksjelova).

Det finst likevel ein lovparagraf som set avgrensingar ved å bruke eit AS:

- For kraftverk med meir enn 4000 naturhestekrefter krev industrikonsesjonslova at AS utløyser automatisk ervervsplikt for alle fallrettar for å få konsesjon eller løyve til å byggje ut. Unntaket er at dersom eit AS har minst 67 % offentleg eigarskap, kan fallrettane leigast. Ein må likevel innhente ein konsesjon for dette. Med offentlege institusjonar meiner vi her staten, fylkeskommunane, kommunen eller andre offentlege etatar.
- Kraftverk som er planlagde utan regulering, men som har mogelegheit for regulering utover grensa på 4000 naturhestekrefter, kan også komme under ovannemnde vedtak.

11.3 Delt ansvar (DA)

Utbyggjarane kan danne eit selskap med delt ansvar (DA), og via eit slikt selskap kan ein reise naudsynt eigenkapital og finansiering til å kunne stå for heile utbygginga.

Det er likevel verdt å merke seg at å byggje eit kraftverk ofte inneber ei investering på fleire millionar kroner, og ved eit DA inneber dette at alle eigarane blir sams ansvarlege for alt ansvar. Dersom noko alvorleg skulle skje, må dei også stille opp nærmast som "kausjonistar" for kvarandre. Dette kan i ytste konsekvens medføre at alle vil bli økonomisk ansvarlege, og følgjeleg kan alle formelt sett bli slått personleg konkurs dersom ein tilstrekkeleg stor skade skulle skje.

Den totale risikoen ved ei kraftutbygging er kanskje ikkje så stor, men dersom det skulle gå galt, kan følgjene bli svært store og alvorlege for deltararane. Utbyggjarar bør vurdere dette nøye før ein slik modell blir vald.

Skattemessig blir næringsinntekta for eit DA-selskap delt på partshavarane, og det blir dermed skatta som vanleg næringsinntekt.

11.4 Avgrensa ansvar (BA)

Eit BA er ein selskapsform som hovudsakleg er likt eit DA, men med den forskjellen at kvar medeigar berre er ansvarleg for den eigaparten han har i selskapet.

Skattemessig blir det tilsvarande som for eit DA.

11.5 Ansvarleg selskap (ANS)

Eit ANS er ei selskapsform som hovudsakleg er likt eit DA, men der ansvarsprinsippet i utgangspunktet er "ein for alle og alle for ein". Det spesielle ved eit ANS er at det kan vere bakanforliggjande avtaler som regulerer ansvarstilhøvet.

Skattemessig blir det tilsvarande som for eit DA.

11.6 Allianse med eit utbyggingsselskap

Det er fleire utbyggingsselskap i marknaden, både offentlege og private, som inngår avtaler med fallrettseigarar, og der utbyggingsselskapet er ansvarleg for realiseringa av prosjektet, inkludert søknader, prosjektering, bygging og drift over nokre år. Deretter går kraftverket tilbake til fallrettseigarane etter ein avtalt sum (som kan vere null).

Fordelen for ein fallrettshavar er at han slepp å betale noko undervegs, all risiko blir unngått og leige av fallet kan utbetalast med ein gong, undervegs eller når det måtte avtalast. Det er viktig å hugse på at somme prosjekt blir dyrare enn forventa, gir mindre produksjon eller får kortare levetid. Ein avtale med ein økonomisk sterkt partner kan difor vere rett for ein del prosjekt.

Ulempa ved denne løysinga er at ein del av gevinsten må delast med eit utbyggingsselskap. Dette må vegast opp mot fordelane.

11.7 Sal av fallrettar

Tidlegare var det vanleg at fallrettane blei selde til ein potensiell utbyggjar. Dette kunne vere både offentlege og private. Det er mogeleg i dag også, og til ein god pris, men ein fallrettshavar fråskriv seg dermed ein verdifull rett for alltid.

12 FINANSIERING

12.1 Generelt

Alle finansinstitusjonar vil sjå på kor god økonomi det er i eit prosjekt. Dei har som regel manglande eller ingen bakgrunn for å vurdere den tekniske/økonomiske kvaliteten på prosjektet, men vil kunne gjere ei vurdering av dei merkantile delane av prosjektet. Dette gjer dei først og fremst for å minimalisere sin eigen risiko ved å forkaste dei prosjekta som har dårleg eller marginal lønnsemd.

Som utbyggjar er det difor viktig å presentere alle moment slik at ein nøytral utanforståande part kan vurdere om "draumen" verkeleg held det ein trur at han lover. Det kan vere surt å få avslag på lån, men det er langt betre enn å bli evig gjeldsslave.

12.2 Långivars vurderingar

Når ein skal søkje om finansiering for eit prosjekt, bør ein tenkje på at det er to viktige område som långivar vil vurdere.

1. Låntakar må ha ei forsvarleg evne til å betale attende lånnet, og långivar treng tilfredsstillande tryggleik for lånnet. For at ein långivar skal kunne løyve eit lån, er det viktig å ha ei tilfredsstillande evne til å betale.
2. Betalingsevna vil gå på soliditeten til utbyggjarane. Her er det viktig kor stor eigenkapitalen er i høve lånekapitalen. Jo fleire deltakarar det er mellom utbyggjarane, dess betre vil normalt betalingsevna vere. Storleiken på eigenkapitalgraden kjem an på risikoene i prosjektet. Her vil også bankane sin lokalkjennskap kunne påverke vurderingane, men generelt sett vil långivar krevje ein større eigenkapital jo større han vurderer uvissa eller risikoene i prosjektet.
3. Det er viktig å kunne vise til eit budsjett som bygger på realistiske føresetnader. I eit slik arbeid bør ein støtte seg på tilbodsprisar for dei viktigaste kostnadsfaktorane, kostnadar ved tilsvarande eksisterande anlegg og ekspertise.

Utbyggjarar bør vere klare over at dei fleste långivarar vil kunne krevje sidetryggleik dersom banken vurderer at det ikkje er tilstrekkeleg tryggleik direkte i føretaket. Långivarane ønskjer i liten grad å eksponere seg for risiko på grunn av låntakarane.

Vidare bør ein vere klar over at långivarane kan stille krav om sidetryggleik i form av kausjonering eller pantsetjing av fast eigedom. Dersom grunnen der fallrettane og installasjonane ligg, ikkje er utskilt frå hovudbruket, vil ei pantsetjing omfatte heile eigedommen. Långivar risikerer då å få ein konflikt med eventuelle tidlegare panthavarar med omsyn til prioriteten. Verdi av nye installasjonar vil gå inn i panta til første panthavar. I slike tilfelle vil ein kunne løyse problemet med panthavaravtaler.

12.3 Finansiell vurdering av prosjektet

Når ein tenkjer på å sikre seg finansiering til prosjektet, bør ein ha laga ei komplett berekning av heile prosjektet der alle betydelege faktorar inngår. Desse er som følgjer:

1. Ei nøyaktig produksjonskalkyle der det er teke omsyn til hydrologi, reell vassføringskurve, verknadsgradar, minstevassføring osb. Ein bør også kunne seie noko om uvissa for utrekningane som er gjort.
2. Det bør utarbeidast ein best mogeleg kostnadskalkyle der dei vesentlege kostnadselementa er baserte på tilbod og/eller klarerte kontraktsutkast.
3. Det bør liggje føre eit utkast til kraftsalsavtale der uvissa på inntektssida er avgrensa til dei marginane som innteninga kan forsvare.

4. Ein bør også gjere ein finansiell analyse der det er teke omsyn til:
 - Gjeldande avskrivingsreglar
 - Gjeldande nettariffar
 - Gjeldande reglar for skattar og avgifter
5. Ein må passe på å få med utgifter til leige eller kjøp av fallrettar dersom det er aktuelt.
6. Ein må hugse på å ta med naudsynete kostnadane til drift, vedlikehald og reinvesteringar.
7. Ein bør vurdere kor mykje eigenkapital ein kan leggje i prosjektet og kor stor profitt ein ventar på denne.
8. Med bakgrunn i ovannemnde kan ein berekne kor lang nedbetalingstid prosjektet har. Dersom ein sikrar seg ei kraftsalsavtale med fast pris for denne perioden, vil ein vesentleg del av den totale prosjektrisikoene vere betydeleg redusert. Ei fastprisavtale er gjerne dårlegare enn å bruke spotmarknaden. Difor må dette vegast opp mot risikoen.

12.4 Finansieringskjelder

Lånekapitalen kan skaffast frå ulike kjelder. Under er det nemnt finansieringsformer som har vore mykje brukt til finansiering for utbygging av små kraftverk.

- Statens Nærings- og Distriktsutviklingsfond (SND) forvaltar ein del midlar som det kan søkjast om, i hovudsak til mikro- og minikraftverk. Røysnle har vist at det er få som har fått innvilga slik støtte, og beløpa er alltid avgrensa. Hovudargumentet er at det ikkje skapar arbeidsplassar ute i distrikta.
- Det finst også Bygdeutviklingsmidler (BU) med avgrensa midlar på årlege budsjett. Desse blir administrerte av SND. Løyvingane har gått ned i dei seinare åra. Desse midlane blir likevel bundne til rådgiving, forprosjektering og planleggingsarbeid for prosjekt, etablering av selskap osb., og dei vil normalt ikkje bli innvilga til utbyggingsarbeid.
- Landkreditt er ei kreditforening retta mot landbruket. I samband med at somme gardbrukarar ser eit potensial i å etablere kraftverk, har det i nokre tilfelle blitt tilbode finansiering frå Landkreditt.
- Kommersielle banklån vil nok for dei fleste vere den mest aktuelle finansieringskjelda, og då blir spørsmåla i kapitlet om "Långivars vurderingar" sentrale i ei vurdering av om selskapet blir vurdert som kredittverdig.
- Aksjekapital. Dersom det er vanskeleg å opprette tilstrekkeleg eigenkapital, kan det vere aktuelt å skrive ut aksjar, obligasjonar eller andre verdipapir som bidreg til at utbyggjaren maktar å skaffe den eigenkapitalen som blir kravd for å inngå ein tilstrekkeleg finansieringspakke.
- Eigeninnsats er kanskje ei av dei vanlegaste formene for finansiering, spesielt i dei mindre prosjekta. Graden av eigeninnsats vil variere sterkt med eigenarten til kvart prosjekt og utbyggjaren si tid, evne, innsats, ressursar og mogelegeheter.

12.5 Risikovurdering

I ei utbygging av kraftverk vil det vere mange element av risiko. Desse risikoelementa vil i varierande grad avgjere kor stor den totale risikoen vil vere i prosjektet. Følgjande element vil normalt representere den største risikoen.

- Hydrologi. For økonomisk marginale prosjekt er det viktig å sikre at hydrologiske grunnlagsdata er tilnærma like langtidsgjennomsnittet for aktuelt felt. Dersom ein har bruk NVE sitt avrenningskart som einaste grunnlag, har ein i utgangspunktet ei standard usikkerheit på +/- 20 %. Dersom nedbørfelta er små, kan usikkerheita vere endå større. I tillegg må ein vere klar over karakteristikken til felta, som del sjøareal, bre- og snaufjellsprosent, høgd over havet osb.

- Byggjekostnadene kan variere sterkt, spesielt for inntak og vassvegar. Det bør gjerast tilstrekkelege undersøkingar, og tilbod bør innhentast.
- Teknisk drift kan vere eit problem det er lett å oversjå. Slike problem kan relatere seg både til konseptfeil, standardfeil og spesielle tilfeldige feil, og dette kan resultere i ein kraftig reduksjon av innteninga for kortare eller lenger tid. Reingjering av inntak er viktig der det er mykje drivgods.
- Likviditetsproblem kan lett oppstå dersom ein får problem under bygginga, noko som gjerne medfører auka kostnadar og seinare igangsetting av drifta. I tillegg kan det komme fleire tørre år på rad. Ved at kostnadane aukar og inntektene kjem seinare enn venta kan ein komme i ei likviditetskrise, og ein kan risikere å gå konkurs med eit prosjekt som i realiteten kan vere godt.
- Skadeverk av naturleg art eller som hærverk kan skje på alle installasjonar. Ein bør difor tenke igjennom dette for å lage ei utforming som reduserer slikt.
- Kraftprisar. Variasjonane i kraftprisen (spotprisen) har vore svært store dei siste åra, og det kan vere lurt å inngå ei avtale om fast pris på leveranse av straum i ein gitt periode. Dette vil kunne betydeleg redusere uvissa i prosjektet, men også vere med på å avgrense fortenesta dersom kraftprisane skulle stige uventa mykje.
- Variasjon i lånerenta er eit element som spelar mindre rolle, men dette er det lite vi kan påverke. Det kan vere mogeleg å binde renta, men då får ein ofte ei høgare rente enn den flytande renta i perioden.

Det er vesentleg å gjere ei risikovurdering der ein kritisk granskar alle elementa som inngår i den totale prosjektøkonomien, slik at ein finn ut kor sensitivt prosjektet er. Dersom ein finn at prosjektet har for stor risiko, må ein studere elementa som har størst risiko, slik at desse blir reduserte, og slik at den totale risikoen for prosjektet blir innanfor dei økonomiske marginane som prosjektet har.

12.6 Byggjelån

Frå prosjektet startar og til kraftverket er sett i drift blir det normalt kravt eit byggjelån. Det er viktig å ta omsyn til dette, sidan slike lån har ei mykje høgare lånerente. På den andre sida er bruken langt meir fleksibel.

Når byggjepersonen er ferdig, skal det ligge føre ein ferdigattest med sluttkontroll før byggjelånet kan konverterast til den langsiktige lånefinansieringa. I sluttkontrollen skal anlegget vere prøvekjørt.

12.7 Likviditet

Som del av heile finansieringspakka må ein sjå på alle faktorar som verkar inn på prosjektet finansielt. Her bør ein sjå spesielt på følgjande faktorar:

- 1) Det er svært viktig at det er sikra finansiering for heile prosjektet, sjølv om prosjektet får uventa tilleggskostnadar i byggjepersonen.
- 2) Det er også viktig å ta omsyn til meirverdiavgifta. Som regel blir utbyggingskostnaden til prosjektet rekna ut utan meirverdiavgift (MVA). Når ein skal kjøpe inn varer og tenester derimot, må ein også betale MVA for alle kjøp av utstyr og tenester. Dette er mellombelse utgifter som ein kan trekke fra i rekneskapsbalansen seinare. Pengane må utbetalast først, og det må vere tilstrekkeleg høgd i finansieringa til å dekkje desse mellombelsene utlegga før ein kan få dette att via momsoppgjeret. Det er knytt nokre vilkår til slike tilbakebetalingar. Til dømes kan ein ved ei investering på over ein million søkje Fylkesskattesjefen om å få bli registrert som momspliktig og dermed også få refundert momsutlegg.

12.8 Lånesøknad

Ved ein søknad om lån vil långivar alltid vurdere prosjektet med omsyn til kva evne prosjektet har til å betale attende lån, og kva for tryggleik som finst i dei installasjonane det er snakk om.

12.8.1 Verdivurdering og tryggleik

Ved lån må ein som regel stille reelle verdiar i pant. Dette kan gjelde sjølve anlegget, fast eigedom, fallrettar, driftsutstyr, installasjonar osb.

Dei fleste låneinstitusjonar vil krevje tryggleik for dei låna som blir gitt. Tryggleik kan stillast på fleire måtar, men fast eigedom representerer ofte ein god tryggleik. Ein utbyggjar kan stille med tryggleik i eigne eigedommar, men det er naturleg å få til ei låneavtale der tryggleiken ligg i dei installasjonane som blir bygd. Skulle ikkje dette vere nok, bør ein vurdere å tilpasse eigenkapitalen i prosjektet slik at långivar aksepterer ei avtale. I denne samanhengen blir det operert med fleire omgrep som følgjer:

- 1) Teknisk verdi vil seie det det kostar å byggje anlegget. Har anlegget vore i drift ei stund, vil den tekniske verdien bli redusert på grunn av eventuell elde og slitasje.
- 2) Forretningsverdi er ein verdi som viser kor stor gjeld dette prosjektet klarer å bere. I staden for å ta utgangspunkt i kostnadene som er forbunde med prosjektet, blir det her teke utgangspunkt i den økonomiske avkastninga som blir kapitalisert.
- 3) Marknadsverdi er eit tredje omgrep som blir brukt. Denne verdien viser ein venta omsetnadsverdi for pantet på takseringstidspunktet. Her blir etterspurnad vurdert opp mot tilbod i marknaden. Marknadsverdien er normalt lik forretningsverdien.
- 4) Låneverdi blir fastsett for å ta høgd for eventuelle svingingar i åra etter takseringstidspunktet og ligg normalt noko under marknadsverdien.

12.8.2 Prosjektet si økonomiske beteningsevne

I ein lånesøknad er det viktig å presentere prosjektet godt. Långivar vil vurdere seriøsitetten av prosjektet, og han vil spesielt granske den forretningsmessige sida av prosjektet, der den økonomiske bereevna vil vere ein avgjerande faktor.

På inntektssida vil långivar granske alle faktorane som gjev inntening, og rekne gjennom forretningsideen for å sjå kva økonomiske marginar som ligg til grunn for forretninga. Det primære kriteriet er om prosjektet maktar å betale attende lånet med renter og avdrag og dei løpende utgiftene til drift, vedlikehald og skattar og avgifter.

For å verifisere den økonomiske berekrafta til prosjektet blir kostnadskalkylane vurderte for å sjå om forretningsideen verkar rimeleg. Det blir vurdert om alle faktorane er med, om det er rette kvanta og om det er rette prisvurderingar.

For alle vasskraftprosjekt kan tilsiget (vassmengda) variere frå år til år. Enkelte utbyggjarar har fått tilpassa avbetalingsavtala si som ei "tilsigsregulert" avtale der dei betaler inn mykje i år med stort tilsig og mindre i år med lågare tilsig.

12.8.3 Forsikring

Det å teikne ei forsikring kan vere eit viktig bidrag til å redusere den totale risikoen til prosjektet. Dette vil koste nokre kroner, men forsikringspremien bør ligge på mellom 0,1 til 0,5 % av heile investeringa. Eit slikt beløp må prosjektet kunne tolke, elles vil det truleg vere for marginalt til at det bør realiserast.

Forsikringsordningar er viktige med tanke på å redusere eigarens totale ansvar og risiko ved å avgrense den totale økonomiske risikoen prosjektet eksponerer eigarane for.

Følgjande forsikringar vil vere aktuelle:

- **Ansvarsforsikring** til å dekkje opp for følgjeskadar dersom installasjonen skulle bli øydelagd og føre til skade på andre eller annan manns eigedom
- **Skadeforsikring** for å dekkje skade på eigen installasjon
- **Avbrotforsikring** for å dekkje det inntektstapet ein vil lide dersom anlegget skulle bli sett ut av produksjon. Varigheita av ei avbrotforsikring må vurderast opp mot den lengste tida det vil ta å kjøpe inn øydelagd utstyr og igangsettingstida for drift for kritiske komponentar.
- I byggjepериодen bør ein vurdere ein **byggje- og anleggsforsikring** for å dekkje opp for eventuelle ulukker i anleggsperioden. Dersom det blir engasjert ein entreprenør, bør ein undersøkje kva forsikringar denne har, slik at ein unngår dobbeltforsikring.

12.8.4 Dokumentasjon

Når ein sender ein søknad om finansiering, må ein legge ved ein del dokumentasjon. Nedanfor er det ei liste over dokument som långivare kan spørje om.

- Prosjektomtale av anlegget med kart, teikningar og eigedomsoversikt (skøyte). Skildringa bør vere utført av kvalifiserte fagfolk
- Kostnadsoverslag med finansieringsplan
- Budsjett med dokumentasjon på at anlegget gir forutsett kWh
- Det er viktig at det er gitt naudsynte konsesjonar og løyve
- Eventuell byggjeløyve frå kommunen må dokumenterast
- Ei eventuell godkjent frådeling og/eller godkjende leigekontraktar skal også dokumenterast. Dette inkluderer eventuell leige av fallrettar.
- Alle avtaler som gir rett til framføring av røyrgater, kablar o.l. over annan manns eigendom, må dokumenterast. Dette gjeld også tilgjenge til anlegget via ein vegrett
- Ei oversikt over låntakar(ar). Dersom det er eit selskap som er låntakar, skal det leggjast ved firmaattest, vedtekter og vedtak for låneopptaket
- Forsikringar

13 PROSJEKTORGANISERING

13.1 Generelt

Relativt tidleg i prosjektet bør ein klarleggje prosjektorganiseringa. Det bør utpeikast ein prosjektleiar og eventuelt også ei styringsgruppe.

13.2 Prosjektleiar

Prosjektlearen er ein viktig person ved gjennomføringa av eit prosjekt. Vedkommande skal fullt og heilt vere utbyggjaren sin person.

Større utbyggjarar tek gjerne prosjektlearen frå eigne rekkjer, slik at ein då er trygg på naudsynt lojalitet. Vedkommande rapporterer direkte til sin overordna eller til styret.

Har ikkje utbyggjar eigen prosjektleiar i rekkjene, må prosjektlearen engasjerast eksternt. Vedkommande kan vere rådgivande ingeniør tilknytt eit firma eller vere ein frittståande fagperson. Uansett må prosjektlearen ha oversikt over det som skal gjerast. Vedkommande kan komme frå eit innleidd prosjekteringsfirma, men lojalitetskonflikt kan lettare oppstå her enn ved fullt sjølvstende. Fordelen er likevel at prosjektleiar også kan vere prosjekteringsleiar eller også ha andre roller. Dermed blir det ein del å spare.

13.3 Byggjeleiар

Det er naudsynt med stadleg byggjeleiар for å følgje opp arbeidet, trass mykje bra informasjonsteknologi. Vedkommande person/firma bør av praktiske og økonomiske grunnar vere lokalisert nær anlegget.

Personen kan vere ein grunneigar (ev. i samarbeid med prosjekterande eller prosjektleiar), innleidd fagperson eller firma.

13.4 Styringsgruppe

Dei fleste utbyggingsprosjekta har eit styre, ei styringsgruppe eller ei referansegruppe som ein kan ha kontakt med. I slike grupper bør det vere kompetanse både på teknisk, økonomisk og juridisk side. Dersom ikkje dette er oppfylt, bør ein konsultere naudsynte kompetansepersonar.

14 UTBYGGINGSMODELLAR OG ENGASJEMENTSFOMER

14.1 Generelt

Prosjektleiarens sitt val av utbyggingsmodell er viktig for å oppnå eit godt resultat, teknisk som økonomisk.

- Kven skal planlegge kraftverket?
- Kven skal bygge kraftverket?
- Skal ein spørje fleire eller skal ein forhandle berre med ein?
- Kva slags kontrakt: ei samla eller fleire kontraktar?
- Kan ein leverandør planlegge og levele alt med totalansvar?
- Kva slags og kva aktørar finst i marknaden?

Her er det mange spørsmål.

Eit utgangspunkt kan vere: Kva for tilbod finst i marknaden for utstyret mitt?

På utstyrssida er tilboden delt i to grupperingar: dei som leverer over ca. 300–400 kW, og dei under, som leverer mikroaggregat og mindre miniaggregat. Alle kan levele full pakke for elektromekanisk del og teknisk systemansvar for det, men ingen av leverandørane leverer vassveg og bygg og tek ansvar for totalssystemet med inntak og vassveg, med rett val av turbin i høve varigheitskurve, eller rett storleik på turbinen i høve vassmengda. Med andre ord, ingen av utstyrsliverandørane tek i utgangspunktet teknisk totalansvar og optimaliserer storleiken på utstyret ut frå dine kriterium. Ingen av dei er uavhengig av eige utstyr.

I marknaden finst dei uavhengige rådgivande ingeniørane (konsulentar), 3–5 større firma og nokre einmannsfirma, som alle er uavhengige av utstyrsliverandørane. Dei kan planlegge ut frå utbyggjaren sine ønskjer og kriterier og kan ta totalt systemansvar for kraftverket.

Nokre større entreprenørar har delteke i denne marknaden med totalentreprisar, men då helst for prosjekt over 2–3 MW, og interessa er ofte liten for prosjekt utan tunnel. Dei har sjeldan planleggskompetanse innan vasskraft og må kjøpe den av rådgivande ingeniør.

Utbyggjarar med totalleveranse og framtidig driftsansvar har vore i marknaden sidan 2002.

Slik marknaden ser ut i dag kan ein tenkje seg følgjande utbyggingsmodellar:

14.2 Modell A Klassisk modell

Ei trinnvis skildring:

1. Utarbeidning av eit skisseprosjekt frå ein potensiell utbyggjar basert på denne rettleiarens og annan informasjon
2. Verifisering av planane og eventuell omarbeidning av ein rådgivande ingeniør/konsulent
3. Konsesjonsavklaring med NVE og kommunen
4. Støtte frå ein rådgivande ingeniør/konsulent til å lage enkle førespurnadsdokument på leveranse av komplett elektromekanisk pakke, som krev at leverandøren tek systemansvar for elektromekanisk utstyr og ansvar for kvalitet og levering til rett tid med ein fast pris

5. Utarbeiding og utsending av førespurnadsdokument for prising av dam, inntak, vassveg (røyr, kanal, tunnel) og stasjonsbygning. Ein konsulent tek ansvar for planane og totalt systemansvar for kraftverket
6. Fast pris utan regulering bør vere eit mål, men det er også vanleg med regulering etter massar og prisstiging
7. Arbeid som utbyggjar sjølv kan gjere, blir halde utanom
8. Tilbod frå leverandørar og entreprenørar
9. Evaluering og val av leverandør og entreprenør saman med konsulenten
10. Kontraktar blir utarbeidde ved akseptable tilbod før dei blir signerte
11. Detaljplanar blir utarbeidde og bygging startar når alle detaljplanar er godkjende av NVE og kommunen
12. Leverandørar av elektromekanisk utstyr gjer alle utrekningar og lagar teikningar
13. Kvalitetssikring av arbeida.
Alle dei utførande må ha eit kvalitetssikringssystem som fungerer. Det tyder i praksis at alle arbeid, utrekningar, teikningar og utføringar i verkstad og på anlegget skal ha eigenkontroll og sidemannskontroll. Einmannsfirma som kan vere konsulent for entreprenør eller utbyggjar, må samarbeide med eit anna firma med kontrollarbeidet
14. Utbyggjar bør følgje opp dette arbeidet ved å sjekke signerte kontrollplanar og følgje opp på anlegget ved eigenkontroll
15. Ved ferdiggjering etter at utstyret har hatt ein godkjent prøveperiode, overtek utbyggjaren kraftverket
16. Garantiperioden er normalt to år for alle kontraktane

Ein slik modell gjer at utbyggjaren kan bygge eit kraftverk basert på dei lågaste tilboda og det ønskete utstyret. Entreprenøren får (ved reguleringar) betalt for reelt arbeid. Dersom prisen ikkje er fast, kan utbyggjaren få ein liten auke i kostnadene i løpet av byggjepериодen. Fast pris er likevel ikkje "gratis", sidan det kostar med risiko.

14.3 Modell B Totalentreprisekontrakt etter konkurranse

1. Følgjer Modell A til og med pkt. 8 og får inn tilbod frå fleire totalentreprenørar
2. Kontrakten kan leiast av byggentreprenøren eller leverandøren av elektromekanisk utstyr, avhengig av kven som har den største delen av kontrakten
3. Utbyggjaren kontrollerer utføringa med eventuell hjelp av den rådgivande ingeniøren

Fordelen med modellen er fast pris, sjølv om den normalt er høgare enn i Modell A. Ulempa er mindre fleksibilitet i val av løysing og utstyr. Utbyggjar har også færre mogelegeheter til endringar underveis.

14.4 Modell C Totalentreprisekontrakt etter forhandling

1. Følgjer Modell A til og med pkt. 3 eller 7 og går i forhandling med ein totalentreprenør/leverandør.
Dersom ein er sikker på at prisen etter berre forhandling er akseptabel, kan dette vere eit alternativ, men det blir normalt ikkje tilrådd.
2. Når det blir brukt ein slik modell, gjer ofte entreprenøren all planlegging og utarbeiding av kontrakten. Avhengig av storleiken på kraftverket bør det krevjast at totalentreprenøren bruker

ein godkjent rådgivande ingeniør. Utbyggjaren treng då hjelp av ein eigen rådgivande ingeniør for kontroll av planar og kontraktvilkår.

3. Utbyggjaren kontrollerer utføringa med eventuell hjelp av den rådgivande ingeniøren.

Fordelen og ulempa er som for modell B, men utbyggjaren kan påverke løysingsvalet meir.

14.5 Modell D Konsulentstyrt totalentreprise

1. Følger Modell A til og med pkt. 3
2. Rådgivande ingeniør gir tilbod om fastpris på følgjande arbeid:
 - Totalt systemansvar
 - Utarbeiding av førespurnad på alle leveransane
 - Evaluering av tilbod
 - Utarbeiding av kontraktar
 - Kontraktar blir teikna mellom entreprenørar/leverandørar og utbyggjar
 - Styring, koordinering og kontroll av kontraktar med leverandørar og entreprenørar
 - Planlegging, detaljering og utarbeiding av arbeidsteikningar for byggearbeid
 - Oppfølging av utstyrproduksjon i verkstad
 - Byggjeplasskontroll
 - Igangsetjing av drift og overtaking
 - Ansvar for at planar blir godkjende av NVE og kommunale styresmakter

Modellen er i praksis som for Modell A, den rådgjevande ingeniøren tek ansvaret for gjennomføringa, men treng ikkje ha ansvar for sluttsummen.

14.6 Modell E Utbyggjar og totalleverandør med driftsansvar

Utbyggjar med totalleveranse og framtidig driftsansvar. I samarbeid med grunneigar blir små kraftverk planlagde, finansierte, bygde og drivne. Det blir sette opp langsiktige samarbeidskontraktar mellom grunneigar og utbyggjar. Etter ei viss tid vil grunneigar overta heile eigarskapet til kraftverket.

Fordelen for grunneigar er at all planlegging og bygging blir utført og betalt av utbyggjaren. Risikoene for tap eller konkurs er null. Utbyggjaren har gjerne rammeavtaler med utvalde leverandørar og har dermed lågare pris og gjennomprøvde løysingar.

15 KONTRAKT MED ENTREPRENØRAR OG LEVERANDØRAR

15.1 Generelt

Før utarbeiding av kontraktar må utbyggjaren bestemme val av utbyggingsmodell, sjå kapittel 14 Utbyggingsmodellar og engasjementsformer

Uavhengig av modellval må det lagast kontraktar for kvart hovudfag, byggearbeid og elektromekanisk utstyr, i separate kontraktar eller sett saman til ein felles kontrakt.

15.2 Byggkontraktar

Kontrakten bør innehalde:

1. Kontraktdokument
 - Kontraktssum
 - Spesielle kontraktskrav
 - Ferdiggjering, fristar
 - Oppgjer
 - Tryggleiksstilling av partane
 - Forsikring av arbeidet og ansvar
2. Alminnelege kontraktsvedtak om utføring av bygg- og anleggsarbeid Norsk Standard 3430 med eventuelle tilleggsvedtak blir ofte brukt til dette føremålet.
3. Spesielle kontraktsvedtak
4. Skildring av prosjektet med:
 - Plassering og tilgjenge
 - Tilhøva på byggjeplassen
 - Klimatiske tilhøve
 - Fjelltilhøve
 - Vasstand og vassføring
 - Kart
 - Framdriftsplanar og leveringsfristar
 - Skildring av prosjektet med kvalitets- og funksjonskrav
 - Tilkomstvegar
 - Riggområde
 - Anleggsdelar
5. Administrative vedtak
 - Organiseringa til prosjektet
 - Byggherren
 - Eventuell rådgivar
 - Enterpriseform
 - Entreprenørens organisasjon
 - Rutinar og organisering
 - Kvalitetssikring, HMS og internkontroll
 - Vern og tryggleik
 - Miljø og forureining

Rapportering
Møte
Planlegging
Sluttdokumentasjon

6. Tekniske vedtak

Norsk Standard 3420 med tilleggstekster blir brukt til å skildre kvalitetskrav til utføringa og til å definere mengdetekster og reglar for oppmåling av mengder.

Arbeidsteikningar kan lagast av utbyggjarens rådgivar/konsulent eller av entreprenøren med konsulent.

7. Mengdelister med einingsprisar

Dersom utbyggjaren med rådgivar utarbeider planane i førespurnaden, kan ein oppgi mengder, men berre til rettleiande orientering. Entreprenøren må sjølv kontrollere mengdene og ta ansvar for at det er rett.

Tilbodet bør bli gitt med utfylte einingsprisar, men kontraktar for små kraftverk bør om mogeleg (risiko kostar) bli basert på fast pris, slik at entreprenøren er ansvarleg for totalkostnaden uavhengig av utførte mengder og utan regulering av einingsprisane i byggjepериодen.

For totalentreprisar der entreprenøren har ansvaret for planlegginga og detaljeringa, bør utbyggjaren be om mengdelister i tilbodet som ei støtte i evalueringa av tilbodet, utan at dette fråtek entreprenøren ansvaret for mengdene.

8. Teikningar

Anbodsteikningar i målestokk 1:5000, 1:200, 1:100 som viser dei godkjende planane som er utarbeidde av utbyggjaren, eventuelt saman med ein konsulent, eller for totalentreprisar som er utarbeidde av entreprenøren. Teikningane må vere så detaljerte at dei viser kva som skal byggjast. Når desse blir brukte saman med skildringa, skal det under arbeidet ikkje vere tvil om kva som er inkludert i kontrakten.

Kontrakten må ha vedtak som seier kven som skal utarbeide detaljerte arbeidsteikningar i målestokk 1:50, og kva faglege krav som blir stilte til dei som utarbeider teikningane.

9. Eventuell annan informasjon

Geologiske og geotekniske tilhøve, rasfare, profilar, kart.

15.3 Leveransar av elektromekanisk utstyr

Kontrakten bør innhalde:

1. Avtaledokument

- Spesifisering av leveringsomfang
- Kontraktssum
- Spesielle kontraktsskrav
- Leveringsfristar, igangsetjing av drift, overtaking
- Betalingsterminar, sluttoppgjer
- Tryggleiksstilling av partane
- Naudsynte forsikringar av leveransen fram til overtaking
- Garantitid (2 år er vanleg i vasskraftbransjen)

2. For elektromekanisk utstyr for større anlegg blir det som oftest brukt avtaledokument basert på "Alminnelege kontraktvilkår for levering og montering av elektrisk og maskinelt utstyr" (AKB/1988) med tilleggsvedtak.
 3. Kravspesifikasjon
 - Leveringsomfang
 - Designkriterium
 - Vasstandar
 - Vassføring
 - Fallhøgd
 - Slukeevna til turbinen (må vere i samsvar med konsesjonen)
 - Drift
 - Funksjonskrav
 - Kvalitetskrav
 - Fundamentering
 - Reservedelar
 - Tekniske garantiar
 - Turbin- og generatoryting
 - Verknadsgradar
 - Kavitasjonsgaranti
 - Trykkstiging
 - Rusing
 - Dokumentasjon
 - Teikningar
 - Utrekningar
 - Materialsertifikat
 - Drifts- og vedlikehaldsinstruks
- Instruksene bør helst vere på norsk og skal innehalde prosedyrar for korleis ein skal bruke utstyret og tilrådde vedlikehaldspunkt med forslag til intervall.
- Tilstrekkeleg teikningsunderlag for å kunne gjere tilrådd vedlikehald skal inngå i instrusken. Vidare skal det inngå datablad og anna teknisk underlag for levert utstyr og reservedelar inklusive eventuelle sertifikat.

15.4 Tekniske rådgivarar

Engasjement av rådgivande ingeniør kan gjerast direkte ut frå røynsle med vedkommande eller basert på tilbod frå ein eller fleire personar/firma.

Før valet er det viktig at ein innhentar referansar, vurderer timeprisar og avklarer angrepsmåte, arbeidsomfang og ansvar, og eventuelt klarlegg rammepris eller fastpris.

15.5 Andre rådgivarar

Andre rådgivarar kan vere aktuelle til avgrensa oppgåver der det krevst spesialkompetanse. Avhengig av røynsler med vedkommande blir det betalt etter bruk tid eller etter fast pris / ramme.

16 TILKNYTING TIL NETTET

16.1 Generelt

Alle som planlegg ny eller auka kraftproduksjon, må avklare kapasitetstilhøva i eksisterande nett med nettselskapet, før dei søker konsesjon. For alle netteigarar med konsesjon for nettanlegg gjeld ei generell tilknytingsplikt ifølgje § 3-4 i energilova. Plikta gjeld tilknyting til eksisterande nett og omfattar ikkje sjølvé tilknytingsleidninga mot kraftverket. Nettselskapet pliktar også å sørge for marknadsinngang til ikkje-diskriminerande og objektive tariffar og vilkår.

Konsesjonær skal vederlagsfritt kunne gi svar på førespurnader om det vil vere driftmessig forsvarleg å tilknyte ny produksjon. Dei skal også kunne gi ei vurdering av formålstenleg kontaktpunkt til eksisterande nett. Du finn meir informasjon om tilknyting av kraftverk på NVEs nettsider

<http://www.nve.no/no/Kraftmarked/Nettleie/Innmating-av-kraft/>

16.2 Konsesjon

NVE handsamer søknader og meldingar om bygging og drift av produksjonsanlegg.

Konsesjonshandsaminga omfattar bl.a. høyringar, offentlege møter og møter med lokale og regionale styresmakter. Gjennom handsamingsprosessen skal NVE sikre at saka er tilstrekkeleg utgreidd og gjere ei konsesjonsavgjerd. Nettselskapet har eit særleg ansvar for å sikre at nettkapasiteten og dei tekniske krava som er aktuelle for økonomien i prosjektet, kjem fram i konsesjonsprosessen.

Alle som skal byggje og drive elektriske anlegg med spenning på meir enn 1 kV, må først ha fått ein anleggskonsesjon. Vidare må alle som skal drive med kraftomsetnad, kraftproduksjon eller nettverksemd, først ha fått ein omsetningskonsesjon. Vi viser elles til energilova og energilovforskrifta.

16.3 Tilknytingsline

Utbyggjaren har ansvar for sambandet mellom produksjonsstaden og det eksisterande nettet, og utbyggjaren er i utgangspunket sjølv ansvarleg for vurdering av løysingar og utrekning av kostnadene. Uavhengig av valde alternativ må utbyggjaren dekkje alle kostnadene i samband med planlegging, utbygging og drift av tilknytingslina. Kostnadene ved planlegging og prosjektering tilkjem tiltakshavar uavhengig av om prosjektet blir realisert eller ikkje. Det finst tre alternativ for å byggje, drifte og eige tilknytingslina.

1. Utbyggjaren eig, byggjer og driftar lina
2. Områdekonsesjonären eig, byggjer og driftar lina
3. Områdekonsesjonären byggjer og driftar lina, utbyggjaren eig lina

Første alternativ er særleg aktuelt dersom tilførsellina er planlagd som lågspent line. Dersom lina er definert som høgspentanlegg, dvs. over 1000 V vekselstraum / 1500 V likestraum, er anlegget konsesjonspliktig etter energilova. For å få slik konsesjon må utbyggjaren ha personell med høgspentkompetanse. Dei minste kraftverka (mikrokraftverk) har normalt ikkje høgspenning.

Høgspentkomponentar blir for slike anlegg brukt ved tilknyting til eksisterande linennett, i samband med transformering av kraft for innmating på eksisterande høgspenningsnett. Dersom utbyggjaren vel ei lågspent tilknytingsline, kan utbyggjaren stå som eigar, operatør og utbyggjar av lina utan anleggskonsesjon. Utbyggjaren må likevel sørge for å orientere og innhente naudsynte løyve frå kommunen, Fylkesmannen, grunneigarar og ansvarleg for regional kraftsystemplanlegging i området.

Utbyggjaren må også få ei stadfesting på at det er ledig kapasitet i det eksisterande nettet. Bygging av kraftanlegg må ikkje startast før det føreligg ein avtale om nettilknyting eller konsesjon for dette.

Dersom det skal etablerast høgspenanlegg og områdekonsesjonær ikkje vil stå for bygging og drift, må produsenten søkje NVE om anleggs- og omsetjingskonsesjon for nettanlegget og tilhøyrande transformering.

Alternativ 2 inneber at installasjonane blir bygde og drive under områdekonsesjonen til det lokale nettselskapet, og at nettselskapet også eig nettanlegget. Så lenge stasjonen og nettet ikkje overstig 22 kV, kan lina byggjast og driftast under områdekonsesjonen, og det krevst ingen eigen anleggskonsesjon. Det er likevel opp til områdekonsesjonæren om dei ønskjer ei slik løysing. Dei har inga plikt til å tilby ei slik løysing, men i mange tilfelle vil det vere mest formålstenleg.

Alternativ 3 tilsvarer alternativ to, med unntak av at utbyggjar står som eigar av nettanlegget. Eigarskapet til nettanlegget inneber i liten grad skilnadar i plikter og rettar. Netteigaren må betale for driftsansvaret som områdekonsesjonæren har påteke seg.

16.4 Produksjonsrelatert nett

Klassifisering av eit anlegg som produksjonsrelatert nettanlegg eller ordinært nettanlegg skal etter kontrollforskrifta § 17-1 gjerast på bakgrunn av ei heilsapsvurdering av hovudfunksjonen til anlegget. I tråd med etablert praksis skal ikkje historisk utvikling eller eigartilhøve i nettet leggjast til grunn for klassifisering. Det er hovudfunksjonen til anlegget i dag som er avgjerande.

Anlegga som blir omfatta av vedtaka, vil normalt vere einskilde komponentar, eventuelt vil det omfatte anlegg av radiell karakter. Masko nett på eit gitt spenningsnivå, sjølv om det i høg grad er tilknytt produksjon, vil normalt ikkje kunne rekna som produksjonsrelaterte nettanlegg.

Alle kostnadene i produksjonsrelaterte nettanlegg skal som hovudregel blir dekt av kraftprodusenten. Dette inneber at kostnadene ved planlegging, oppføring og drift av anlegget blir belasta produsenten. Produsentar som er tilknytte eit produksjonsrelatert nettanlegg, skal i tillegg til energiledd og innmatingstariff betale ein tariff som dekkjer kostnadene for anlegget. Dette kan f.eks. utgjere ein årleg leigesats som tilsvarer kostnadene med anlegget. Dersom det er kraftuttak frå eit produksjonsrelatert nett, kan uttaket betale ein rimeleg del av kostnadene i anlegget, men aldri meir enn gjeldande tariffar i tilgrensande område.

16.5 Tariffar for innmating av kraft

Kraftprodusentane må betale for å mate inn kraft i elnettet. Dette blir kalla innmatingstariff. Alle nettselskap skal bruke punkttariffar som betaling for å overføre elektrisk kraft. Punkttariffar inneber at ein produsent berre betaler overføringstariff til sitt lokale nettselskap, uavhengig av kven han sel krafta til.

Innmatingstariffen er sett saman av fleire ledd: Energileddet som varierer med innmatinga frå produsenten, og andre tariffledd som er eit fast beløp basert på gjennomsnittleg årsproduksjon.

16.5.1 Fastledd

Fastleddet er uavhengig av innmating av kraft frå produsenten. Sentralnettet sitt fastledd er retningsgivande for fastleddet ved innmating av kraft i regional- og distribusjonsnettet. For 2010 er innmatingstariffen 0,8 øre/kWh, basert på gjennomsnittleg årsproduksjon dei siste ti åra. Gjennomsnittleg årsproduksjon blir rekna ut som glidande snitt for siste ti år. For nye anlegg blir gjennomsnittleg

årsproduksjon fastsett ut frå forventa produksjonsvolum. For kraftverk med installert yting mindre enn 1 MW skal det maksimalt vere 30 % av installert effekt multiplisert med 5000 timer. Statnett har innført ein særskild innfasingstariff på 0,1 øre/kWh for ny produksjon med nettmessig gunstig plassering. Produsentar i utvalde nettregionar får tilbod om ein slik innfasingstariff gjennom avtale med Statnett.

16.5.2 Energiledd

Energileddet er avhengig av produsenten si innmating av kraft. Ved overføring av kraft blir det utvikla varme i leidningar og transformatorar, slik at noko kraft går tapt.

Energileddet skal reflektere kostnadene ved endra tap av kraft når ein ekstra kWh blir overført (marginalt tap). Tapet aukar ved auka utnytting av nettet og kan bli stort når ein nærmar seg kapasitetsgrensene i nettet. Energileddet skal vere referert til kontaktpunktet.

Energileddet blir rekna ut individuelt for kvart innmatingspunkt og blir fastsett på grunnlag av marginale tapskostnadar i eit samla nettsystem. Marginale tapskostnadar kjem an på av tapsprosenten i dei einskilde punkta og verdien av nettapet, som igjen blir påverka av marknadsprisen på kraft.

Ein produsent kan vere gunstig plassert i nettet, slik at auka produksjon reduserer nettapet. Då er tapsprosenten og difor også energileddet negativt, og produsenten får betalt for å mate inn kraft. I område med produksjonoverskot vil det normalt vere positiv tapsprosent for innmating av kraft. I punkt som både har uttak og innmating, skal tapsprosentane vere symmetriske om null.

Ettersom marginale tap endrar seg, skal energileddet differensierast etter minimum vinterdag, vinternatt/-helg og sommar. Marginaltapssatsane for utvekslingspunkt med sentralnettet blir rekna ut kvar veke. Nettselskapet står fritt til å velje ei høgare oppløysing enn minimumskravet i forskriftera.

16.5.3 Informasjonskrav

Tariffar og vilkår skal vere samla i ein eigen brosjyre eller annan skriftleg informasjon som er tilgjengeleg for nettkundane. Med tariffar meiner vi alle prisar og anna økonomisk godtgjering som nettselskapet fastset for tilknyting til og bruk av elektriske nettanlegg.

Energileddet er sett saman av marginal tapsprosent og kraftprisen. Det kan difor ikkje bli oppgitt på førehand. Meininga med energileddet er ikkje at det skal vere kjend på førehand, men at produsentane skal tilpasse seg ut frå den kjende marginaltapssatsen i det aktuelle kontaktpunktet og marknadsprisen for kraft. Nettselskapet pliktar difor å gjere marginaltapssatsen i tilknytingspunktet tilgjengeleg.

Nettselskapet skal i rimeleg tid før endringar av tariffnivå eller -struktur trer i kraft informere nettkundane om tariffendringane. Informasjonen skal innehalde ei grunngiving for tariffendringane.

16.6 Anleggsbidrag

Nettselskapet kan etter § 17-5 i forskrift av 11. mars 1999 nr. 302 om teknisk og økonomisk rapportering, inntektsramme for nettverksemda og tariffar (kontrollforskrifta) fastsetje eit anleggsbidrag for å dekkje anleggskostnadene ved nye nettilknytingar eller ved forsterking av nettet til eksisterande produsentar. Anleggsbidrag ved forsterkingar av nettet til eksisterande kundar kan påleggast når kunden etterspør auka kapasitet eller kvalitet som utløyser behov for investeringar i nettanlegg. Ved forsterkingar i nettanlegg kan ikkje reinvesteringeskostnadene finansierast gjennom innkrevjing av anleggsbidrag. Du finn meir informasjon om anleggsbidrag ved forsterkingar på NVE sine nettsider

<http://www.nve.no/no/Kraftmarked/Nettleie/Anleggsbidrag/Anleggsbidrag-ved-forsterkninger/>

16.7 Fastsetjing av anleggsbidrag

Anleggsbidraget skal fastsetjast uavhengig av produsenten sin forventa energiproduksjon og kan maksimalt bli sett til anleggskostnad for anlegget minus tilknytingsgebyr. Anleggskostnad blir sett lik naudsynte kostnadar ved tilknytinga eller forsterkinga, inkludert timeverk for personell, maskiner og utstyr. For å sikre at anleggsbidraget ikkje overstig naudsynte kostnadar minus tilknytingsgebyr er det difor som ein hovudregel dei faktiske anleggskostnadene som skal ligge til grunn for utrekninga av anleggsbidrag. Dette gjeld spesielt ved vesentlege innkjøp direkte til den konkrete utbygginga eller tilknytinga, og ved bruk av kostbare komponentar som nettstasjonar. Etter NVE si vurdering kan bruk av kalkyleprisar i nokre tilfelle vere ein effektiv og formålstenleg metode for å gi brukarane signal om kostnadene ved nettilknytingar. Det gjeld mellom anna prissetting av lagervarer, kostnadar ved prosjektering og reisekostnadar. For å ikkje bryte med kravet om at anleggsbidraget maksimalt skal bli sett lik naudsynte kostnadar, må kalkyleprisane baserast på faktiske kostnadar.

16.8 Botnfrådrag

NVE har ikkje funne det formålstenleg å påleggje nettselskapa å krevje anleggsbidrag. Ein kan difor sjå forskriftsvedtaket som eit øvre tak ved fastsettjing av storleiken på anleggsbidraget, og det inneber at dei nettselskapa som ønskjer det, kan dekkje ein del av investeringane gjennom til dømes botnfrådrag. Bruk av botnfrådrag må eventuelt gjerast uavhengig av energiuttaket til kunden, jf. kontrollforskrifta § 17-5 femte ledd, og må fastsetjast etter ikkje-diskriminerande og objektive vilkår, jf. kontrollforskrifta § 13-1. NVE kan ikkje sjå at det eksisterer relevante nettilhøve som gjer ei differensiering av botnfrådraget mogeleg etter dagens regelverk.

16.9 Fordeling av kostnadar i radielle fellesnett

Dersom anlegget er eit radielt fellesanlegg (nettanlegg av radiell karakter som blir brukt av fleire) kan kundane etter § 17-5 dekkje ein rimeleg del av kostnadene. Med ”ein rimeleg del” meiner vi at produsenten ikkje skal belastast kostnadar som skuldast at kapasiteten i overføringsanlegga overgår effektbehovet til produsenten. Det gjeld også kostnadar som skuldast at standardkomponentane overstig behova til produsenten. Nettselskapa er etter kontrollforskrifta § 13-1 bokstav c) pliktig å tilby alle som etterspør nettenester, ikkje-diskriminerande punktariffar og vilkår. Etter kontrollforskrifta § 13-1 bokstav e) kan tariffane differensierast etter objektive og kontrollbarbare kriterium basert på relevante nettilhøve. NVE er av den oppfatninga at ei differensiering av anleggsbidraget etter effektbehov (installert effekt) er eit kontrollbart og relevant kriterium som tilfredsstiller kravet om ikkje-diskriminerande vilkår.

Av § 17-5 sjuande ledd framgår det at anleggsbidrag kan fordelast mellom kundar som blir tilknytte på tidspunktet for ferdiggjering, og kundar som blir tilknytte på eit seinare tidspunkt, men seinast ti år etter ferdiggjering.

16.10 Fordeling av kostnadar i maska nettanlegg

Ved investeringar i maska nett kan anleggsbidrag berre fastsetjast i ekstraordinære tilfelle. Bakgrunnen er mellom anna at investeringar i denne typen nettanlegg også kan gi auka nytte for andre brukarar av nettet. Nyta kan vere i form av auka kapasitet og leveringstryggleik. Innkrevjing av anleggsbidrag kan då gi ei urimeleg fordeling av kostnadene.

16.11 Anleggsbidrag og reinvesteringar

Reinvesteringar eller fornyingar kan ikkje finansierast gjennom innkrevjing av anleggsbidrag. Dette følgjer indirekte av § 17-5 i kontrollforskrifta, og er også lagt til grunn i NVEs forvaltingspraksis. Når nettselskapet krev anleggsbidrag, må det difor vurderast om endringa også utgjer ei reinvestering eller fornying av eksisterande anlegg. Sjølv om reinvesteringskostnadene ikkje kan liggje til grunn for kalkylegrunnlaget for anleggsbidrag, kan anleggsbidraget justerast for meirkostnadene ved ei framskunda reinvestering. Du finn meir informasjon om berekning av anleggsbidrag på nettsidene våre

<http://www.nve.no/no/Kraftmarked/Nettleie/Anleggsbidrag/>

16.12 Informasjonsplikt

Nettselskapa skal på førehand informere kunden om innkrevjing av, og kalkylegrunnlaget for, anleggsbidraget. Det skal gå fram kva som ligg til grunn for utrekna anleggsbidrag og kva føresetnader som er gjort. Nettselskapet har rett til å rekne ut anleggsbidraget etter at tiltaket er gjennomført for å sikre at anleggsbidraget er basert på faktiske kostnadene. Storleiken på anleggsbidraget kan difor avvike noko frå berekningane kunden har fått på førehand.

17 KRAFTSALSAVTALE

17.1 Generelt

Alle kraftverk treng ei organisert omsetning av den krafta som blir produsert. Dette gjeld spesielt for kraftverk som er knytt til distribusjonsnettet, men kan også gjelde for isolerte distribusjonsnett dersom det er andre kjøparar inne i biletet. Kraftprisen varierer både frå år til år og innanfor eit år.

17.2 Alternative omsetningsavtaler

Dersom ein ser på den totale risikoen ved eit kraftprosjekt, vil ein sjå at omsetningsforma til krafta representerer store utslag, avhengig av kva kraftpris ein legg til grunn. Det finst fleire formar for omsetningsavtaler, men som eit hovudprinsipp gjeld følgjande:

- A) Sal på spotmarknaden
- B) Bilateral avtale – engrosomsetning
- C) Omsetning til sluttbrukar
- D) Eige forbruk

Når ein vurderer desse omsetningsformene, må ein for alternativ A) ta omsyn til dei prissvingingane som spotmarknaden inneber. Kraftprisen har i løpet av dei siste åra svinga frå ei nedre grense på under 10 øre/kWh og opp mot 1 NOK/kWh. Kva den framtidige kraftprisen blir, er avhengig av ei rekke tilhøve og må vurderast av utbyggjaren. Ved sal til spotmarknaden må ein legge inn bod på ei bestemt mengd energi per tidsintervall som spotmarknadsoperatøren NordPool kan akseptere.

Alternativ B) inneber at kraftprodusenten inngår ei avtale med ein kjøpar om sal av kraft til ein avtalt pris. I dette tilfellet kan kjøpar eventuelt krevje både ei minimums- og ei maksimumslevering. Seljar må i kvart tilfelle vurdere om dette er gunstig. Frittståande mikro-, mini- og småkraftverk sel ofte all kraft som blir generert (i kWh), til ein avtalt einingspris. Utbyggjarar med fleire kraftverk og god likviditet bruker som regel spotmarknaden sidan dette over tid gir klart høgast pris. Også her gjeld det at risiko kostar.

For å redusere den totale økonomiske risikoen for ei utbygging kan det vere fornuftig å sikre seg med ei fast kraftsalsavtale der prisen er bestemt. Dette inneber at ein kan "tape" dersom kraftprisen skulle bli verande høgare enn den fastprisavtala som ein inngår. På den andre sida veit ein kva ein får med garantert pris for krafta dersom kraftprisen skulle bli verande låg.

Eigarar av små kraftverk kan som alternativ C selje energi direkte til andre forbrukarar, anten direkte eller gjennom kraftnettet. For å kunne drive og administrere slike transaksjonar blir det likevel kravd at ein har omsetningskonsesjon, sjå 16.3 nedenfor.

Alternativ D) er, dersom tilhøva ligg til rette for det, den gunstigaste måten å bruke krafta på, fordi ein unngår lineleiga frå nettselskapet. Dersom totalt kraftsal er under NOK 30 000 og representerer minst 80 % av kraftproduksjonen, blir ikkje selskapet meirverdiavgiftspliktig. Småkraftverkseigarar kan også få direkte tilgang til NordPool, men dette er kostbart pga. garantistilling om at det ikkje vil vere lønnsamt.

17.3 Omsetningskonsesjon

Konsesjonsordninga for omsetning av elektrisk energi er heimla i energilova av 29. juni 1990 nr. 50 og har som formål å vere eit verkemiddel for å følgje opp kundens interesser. Alle einingar som driv omsetning av elektrisk energi eller som kan stå i ei eller anna form for monopolsituasjon (overføringsnett), må ha omsetningskonsesjon.

I samsvar med energilovforskrifta av 7. desember 1990 nr. 959 § 4-2 a) er grendeverk som ikkje har høgspenningsanlegg, unntake konsesjonsplikt. Desse er normalt små og med ei så liten mottakargruppe at det ikkje er behov for kontroll gjennom ein omsetningskonsesjon. Mikro- og minikraftverk fell i mange tilfelle inn under dette unntaket, då krafta berre blir seld til kundar som er tilknytt eit avgrensa privat lågspentnett. Mange vel også å selje overskotskrafta til e-verket som kraftverket er tilknytt. Mikro- og minikraftverk som ønskjer å vere i kraftmarknaden og selje kraft til kundar kor som helst i landet, vil derimot likestilla med ordinære kraftleverandørar. Dette har samanheng med behovet for måling og avrekning av kraft som blir levert til kundane.

Likevel kan einingar der den konsesjonspliktige verksemda er av avgrensa omfang, få konsesjon på forenkla vilkår, jf. § 4-2, 3. ledd i energilovforskrifta. Konsesjon på forenkla vilkår inneber at avgjerdene i energilova § 4-4 a) ikkje kjem til bruk.

18 OVERTAKING

18.1 Generelt

I samband med igangsetjing av drift og overtaking av eit anlegg er det viktig at det blir verifisert at anleggsdelar og utstyr fungerer som føresett, og at turbinaggregatet yter det som er garantert i kontrakten. Ei overtaking føreset difor at det ligg føre ein kontrakt med krav til kvalitet og yting og korleis dette skal dokumenterast ved overtakinga.

Før igangsetjing av drifta anbefaler vi at utbyggjaren krev at leverandøren og den som har systemansvar for heile anlegget, utarbeider eit detaljert prøveprogram. Der skal det klart framgå kva målingar og registreringar som skal utførast for verifisering av dei krava og garantiane som er gitt i kontrakta.

Dersom det blir avdekt manglar ved anleggsdelar og utstyr ved igangsetjing av drifta, er det viktig at dette blir protokollført i ein overtakingsprotokoll. I overtakingsprotokollen skal alle manglar påførast, og det skal avtalast tidspunkt for utbetring av manglane. Overtakingsprotokollen skal vere eit dokument som alle partar er samla om, og som blir underskrive av kjøpar, leverandør og systemansvarleg.

19 DRIFT OG VEDLIKEHALD

19.1 Generelt

Eit vasskraftverk representerer ei stor investering. For å oppnå eit funksjonsdyktig og driftssikkert anlegg er det difor viktig at det blir stilt rette krav til design og utføring av alle anleggsdelane, og at det blir valt utstyr av god kvalitet som er tilpassa anlegget. Det er avgjerande for økonomien til kraftverket at anlegget fungerer som føresett, slik at drifts- og vedlikehaldskostnadene blir haldne på eit minimum og levetida for utstyret blir som forventa.

Med vedlikehald meiner vi rutinemessig vedlikehald etter eit fast program. Når eit anlegg skal settast i drift, bør det utarbeidast tilsynsrutinar med regelmessig inspeksjon og funksjonsprøving av utstyr i dam, inntak, vassveg og kraftstasjon. Utstyr i kraftstasjonen vil normalt bli kontrollert og inspisert i samband med den daglege drifta. Det bør likevel vere rutinar for regelmessig ettersyn. For dam, inntak og vassveg skal det vere rutinar for kontroll og funksjonsprøving eit par gonger i året, og anleggsdelar og utstyr skal få spesiell merksemd i flaumperiodar og kuldeperiodar. Tappesystemet for pålagd vasslepping må få spesielt tilsyn. Når det er pålagd krav om minstevassføring, må det også jamleg kontrollerast at kravet blir etterfølgt.

For kraftverk som slit med driftsproblem, ligg årsaka ofte i inntak som ikkje fungerer som dei skal. Dersom inntaket har ei plassering og utforming som gir ugunstige straumtilhøve, kan dette føre til energitap og dermed økonomisk tap for kraftverket. Inntak med isproblem og sarrdanning som hindrar manøvrering av luker, tettar igjen varegrinder osb., kan føre til lengre driftsstansar. Eit anna problem kan vere sedimenttilførsel som slit på turbinane. For å oppnå eit funksjonsdyktig inntak må det difor stillast bestemte krav til design og utføring.

Særleg for elvekraftverk vil det i periodar av året vere stor tilførsel av kvist, lauv osb. I desse periodane må ein rekne med behov for ein viss arbeidsinnsats med hyppig reinsing av varegrinder for å hindre at dei blir tetta igjen.

Dersom det blir installert enkelt, robust og gjennomprøvd utstyr i kraftstasjonen, bør ein i utgangspunktet ha eit anlegg med låge driftskostnadar. For ein turbin er det viktig å forsikre seg om at denne er lagt ut med god trygging mot utmatting og kavitasjon.

Generelt må det forventast at det leverte utstyret ikkje skal krevje meir enn normalt vedlikehald for slikt utstyr dei første 20 driftsåra. Ein må rekne med eit aukande vedlikehaldsbehov etter kvart som utstyret blir eldre.

Som del av kontrakten på utstyrleveransen er det viktig at det følgjer med ein gjennomarbeidd drifts- og vedlikehaldsinstruks som inneheld tilstrekkeleg skildring og dokumentasjon for dagleg drift og vedlikehald.

Etter nokre år må ein for å oppretthalde driftstryggleiken rekne med ei meir omfattande rehabilitering av anleggsdelar eller ein total utskifting av delar dersom den økonomiske levetida for delen er utgått.

Teknisk levetid for anleggsdelar vil vere avhengig av kvaliteten på utstyret. For mikrokraftverk med aggregat av enkel "standard hyllevare" må ein rekne med betydeleg kortare levetid enn for større kraftverk med meir "skreddarsydde" kvalitetsløysingar.

Med teknisk levetid meiner vi tida ein anleggsdel (bygg, maskinutstyr og elektroteknisk utstyr) reint teknisk kan fungere, uavhengig om det er meir økonomisk å skifte ut ein del med ein meir effektiv del.

Med økonomisk levetid meiner vi tidspunktet det er lønnsamt å skifte ut ein anleggsdel fordi ein ny del vil ha betre verknadsgrad og/eller fungere betre.

20 TILVISINGAR TIL LOVER, FORSKRIFTER, FAGLITTERATUR, OSB.

20.1 Generelt

Det er utarbeidd mykje litteratur på området i dei seinare åra. NVEs heimesider www.nve.no inneholder mykje informasjon og koplinger til andre nettsider. Elles viser vi generelt til Internett. Andre tilvisingar er lista opp nedanfor, men lista er langt frå komplett.

Faglitteratur blir ikkje spesielt nemnt her, men det er referansar både på NVEs heimesider og heimesidene som det er vist til i 20.3.

20.2 Lover og forskrifter osb.

Tilvisingar	nettadresse
Vannressursloven m/rettleiar (2002:01)	www.nve.no
Plan- og bygningslova	www.nve.no
Industrikonsesjonslova	www.nve.no
Vassdragsreguleringsloven m/rettleiar	www.nve.no
Energiloven	www.nve.no
Andre lover	www.nve.no
Forskrift om tryggleik og tilsyn med vassdragsanlegg	www.nve.no
Konsesjonshandsaming av vasskraftsaker	www.nve.no
Reglar for inngrep i vassdrag	www.nve.no
Handsaming av mini-/mikrokraftverk i NVE	www.nve.no
Forvalting av verna vassdrag	www.nve.no

20.3 Foreiningar og instansar osb.

Tilvisingar	nettadresse
Småkraftforeininga	www.smakraftforeninga.no www.kraftverk.no
Kraftjournalen – Energiportalen i Norden Diverse om vasskraft, organisasjoner, rådgivarar, kraftsal osb.	www.energiportalen.com
Microhydro Web Portal	www.microhydropower.net
Alternativ energi, enøk-produkt og tenester	www.spareenergi.no
Energisenteret (energibransjens informasjonssenter)	www.eis.no
Energibransjens leverandørtorg	www.energi-nett.no
KraftNytt; uavhengig analyse og nyhetsteneste	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 2011

- Nr. 1 Veiledning til forskrift om beredskap i kraftforsyningen (40 s.)
- Nr. 2 Utforming av konserjonssøknad for fjernvarmeanlegg (22 s.)
- Nr. 3 Rammer for utbygging og drift av fjernvarme (19 s.)
- Nr. 4 Rettleiar i planlegging, bygging og drift av små kraftverk (137 s.)



Noregs
vassdrags- og
energidirektorat

Noregs vassdrags- og energidirektorat

Middelthunsgate 29
Postboks 5091 Majorstuen,
0301 Oslo

Telefon: 22 95 95 95
Internett: www.nve.no