Kostnadsgrunnlag for små vannkraftanlegg (< 10 MW)

Kostnadsnivå 1.1.2015

40
2016

RAPPORT

Rapport nr 40-2016

Kostnadsgrunnlag for små vannkraftanlegg (< 10 MW)

Utgitt av: Norges vassdrags- og energidirektorat

Redaktør: Kjell Erik Stensby

Forfattere: Norconsult AS

Trykk: NVEs hustrykkeri

Opplag:

Forsidefoto:

ISBN

ISSN 1501-2832

Sammendrag: Håndboka er utarbeidet for beregning av gjennomsnittlig påregnelige entreprenørutgifter (bygningsmessige arbeider) og leverandørutgifter (mekanisk og elektrisk utstyr) for mindre vannkraftanlegg i området opp til 10 000 kW i en tidlig fase. Omkostningene vil avhenge av en rekke forhold som kan variere fra anlegg til anlegg, og dette forutsetter at brukeren har gode fagkunnskaper. Dette gjelder særlig de bygningsmessige arbeidene.

Emneord: Gjennomsnittlige kostnader, små vannkraftanlegg, bygningsmessige arbeider, maskinteknisk og elektroteknisk utstyr.

Norges vassdrags- og energidirektorat
Middelthunsgate 29
Postboks 5091 Majorstua
0301 OSLO

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

KOSTNADSGRUNNLAG
FOR
SMÅ VANNKRAFTANLEGG

(opp til 10 000 kW)

Prisnivå 01.01.2015

Norges vassdrags- og energidirektorat

2015

INNHOLDSFORTEGNELSE

FORORD

1 FELLESKAPITTEL 1
1.1 Generelt 1
1.1.1 Orientering 1
1.1.2 Rapportens innhold og bruk 1
1.1.3 Prisnivå og kostnadsoverslag 1
1.1.4 Kostnadsoppsett konsesjonssøknad 1
1.1.5 Strategi for små kraftverk 2
1.2 Elsertifikater 2
1.3 Anleggsbidrag og nettilknytning 3
2 BYGNINGS- OG ANLEGGSTEKNISKE ARBEIDER 4
2.1 Generelt 4
2.1.1 Leveranseomfang 4
2.1.2 Vurdering av påslag for rigg og drift 4
2.1.3 Prisvariasjon 5
2.1.4 Betraktninger rundt verdien av egeninnsats fra utbygger 6
2.2 Dammer 9
2.2.1 Små fyllingsdammer 9
2.2.2 Betongdammer 9
2.2.3 Tømmerkistedam 10
2.3 Inntakskonstruksjoner 17
2.4 Kraftstasjoner 20
2.4.1 Kraftstasjon i dagen 20
2.4.2 Kraftstasjon i berg 20
2.5 Rørgater, kanaler 23
2.5.1 Rørgatefundamenter 24
2.5.2 Rørgrøfter 25
2.5.3 Kanaler 26
2.6 Bergarbeider 29
2.6.1 Tunnel minstetverrsnitt 29
2.6.2 Grovhullsboring 29
2.6.3 Retningsstyrt fullprofilboring 32
2.7 Transportanlegg 32
2.7.1 Anleggsveier 32
2.7.2 Helikoptertransport 33
3 ELEKTROTEKNISKE ARBEIDER 36
3.1 Generelt 36
3.1.1 Effektfaktor (cos Φ) 36
3.2 Generatorer 38
3.3 Transformatorer 41
3.4 Apparat og kontrollanlegg 44
3.5 Kraftledning 47
4 MASKINTEKNISKE ARBEIDER 49
4.1 Generelt 49
4.1.1 Leveranseomfang 49
4.1.2 Prisgrunnlag 49
4.2 Turbiner 49
4.2.1 Peltonturbiner 52
4.2.2 Francisturbiner 53

4.2.3 Kaplan/rørturbiner ... 54
4.2.4 Andre løsninger og turbintyper ... 55
4.3 Luker ... 60
4.3.1 Rulleluke ... 60
4.3.2 Glideluke ... 61
4.3.3 Klappeluker ... 61
4.3.4 Gummiluker ... 62
4.4 Varegrind ... 66
4.5 Løfteutstyr ... 68
4.5.1 Traverskran ... 68
4.5.2 Elektrotalje m/el-løpekatt ... 68
4.5.3 Alternativt løfteutstyr ... 68
4.5.4 Mobilkran ... 68
4.6 Grindrensker ... 71
4.7 Rør ... 72
4.7.1 PE-rør ... 73
4.7.2 GRP-rør ... 73
4.7.3 Spiralsveiste stålrør ... 74
4.7.4 Sømløse stålrør ... 75
4.7.5 Duktile støpejernsrør ... 75
4.7.6 Trerør ... 75
5 KOMPLETTE ELEKTROMEKANISKE LEVERANSER ... 80
5.1 Generelt ... 80
5.1.1 Leveranseomfang ... 80
5.2 Komplette aggregater, 500 – 10 000 kW ... 80
5.2.1 Prisgrunnlag ... 80
5.2.2 Aggregater til småkraftverk ... 81
5.3 Mikro- og miniaggregater inntil 500 kW ... 81
5.3.1 Prisgrunnlag ... 81
5.3.2 Mikro- og miniaggregater ... 81
5.3.3 Peltonturbiner ... 83
5.3.4 Francisturbiner ... 83
5.3.5 Kaplanturbiner ... 83
5.3.6 Andre turbintyper ... 83

FORORD

NVEs kostnadsgrunnlag for vannkraft ble første gang utgitt i 1982. Kostnadsgrunnlaget ble utarbeidet for bruk i kostnadsberegninger i «Samlet plan for forvaltning av vannressursene» (SP) for at alle som utførte kostnadsoverslag for SP-prosjektene skulle ha et mest mulig likt grunnlag for beregningene. Kostnadsgrunnlaget er senere oppdatert flere ganger, og i en årrekke har det kommet ny utgave hvert 5. år. Forrige gang var i 2010, med kostnadsnivå 2010. Nåværende utgave har kostnadsnivå januar 2015.

«Kostnadsgrunnlag for små vannkraftanlegg (< 10 000 kW)» har tradisjonelt vært utgitt parallelt med det noe mer omfattende «Kostnadsgrunnlag for vannkraftverk», som gir kostnader for kraftverk med ytelse over 10 MW. Så er tilfelle også for 2015-utgaven. Begge oppdragene i 2015 har vært satt bort til Norconsult AS.

I likhet med den første utgaven i 1982 er også senere utgaver et hjelpemiddel til forholdsvis raske kostnadsberegninger i tidlige prosjektfaser. Nå brukes imidlertid grunnlaget i hovedsak i andre prosjekter enn SP-prosjekter, som forprosjekter og i senere konsesjonssøknader. Men hensikten er fortsatt å gi et mest mulig likt grunnlag for kostnadsberegninger. I planleggingen avveies økonomi og konflikt med andre brukerinteresser. Det er derfor viktig at utbyggingskostnadene for de enkelte prosjektene og alternativene kan sammenlignes uten for store skjevheter som skyldes forskjellige priser og beregningsmetodikk. De som utarbeider konsesjonssøknader er derfor en viktig målgruppe, og NVE bruker selv grunnlaget i sin kontroll av kostnadsoverslag i konsesjonssøknader.

I en tidlig fase er det selvsagt usikkerheter i kostnadsoverslag. Kostnadsgrunnlaget gir gjennomsnittskostnader for bygningsmessige arbeider så vel som for elektroteknisk og mekanisk utstyr. Kostnadene kan variere med en rekke forhold, slik at bruk av grunnlaget må kombineres med faglig skjønn. Dette gjelder særlig for de bygningsmessige arbeidene.

I tillegg til kostnadskurver er det også beskrevet vanlige tekniske utførelser samt forutsetninger for kostnadskurvene. Kostnadsgrunnlaget gir derfor også en god oversikt over vannkraftutbygginger generelt.

Vi tror at kostnadsgrunnlaget for vannkraftanlegg fortsatt vil være et nyttig hjelpemiddel i planlegging av og kostnadsberegning for vannkraftutbygginger.

Oslo, april 2016

Anne Vera Skrivarhaug

avdelingsdirektør

Kjell Erik Stensby

prosjektleder

1 FELLESKAPITTEL

1.1 Generelt

1.1.1 Orientering

I 1982 ble det utarbeidet et hjelpemiddel til bruk for beregning av påregnelige anleggsomkostninger for vannkraftanlegg, "Kostnadsgrunnlag for vannkraftanlegg". Denne har senere vært revidert i 1987 og deretter hvert femte år fra 1990 til 2010. Det utarbeides også et kostnadsgrunnlag for små vannkraftanlegg, «Kostnadsgrunnlag for små vannkraftanlegg (< 10 000 kW)».

Norconsult AS har fått i oppdrag av NVE å revidere *Kostnadsgrunnlag for små vannkraftanlegg* pr. 01.01.2015.

Kraftverk med størrelse 0-10 MW deles ofte inn som følger:
Mikrokraftverk betegner kraftverk med størrelse opp til 100 kW
Minikraftverk betegner kraftverk med størrelse 100 kW til 1 MW
Småkraftverk betegner kraftverk med størrelse 1 MW til 10 MW

For kunnskap om små vannkraftverk vises det til «Veileder i planlegging, bygging og drift av små kraftverk»; Veileder 1/2010 fra NVE. Veilederen finnes også i nynorsk versjon: «Rettleiar i planlegging, bygging og drift av små kraftverk», Veileder 4/2011.

1.1.2 Rapportens innhold og bruk

Rapporten er inndelt i tre hovedkapitler;

1. Bygnings- og anleggstekniske arbeider
2. Elektrotekniske arbeider
3. Maskintekniske arbeider

Håndboken angir "normale" omkostninger, og er ment å være et hjelpemiddel for raskt å kunne finne tilnærmet riktig kostnadsnivå for prosjekter i en tidlig fase.

De fleste omkostninger er presentert i form av kurver med tilhørende tekst.

1.1.3 Prisnivå og kostnadsoverslag

Rapporten angir priser pr. 01.01.2015. Alle priser er oppgitt i norske kroner, NOK.

1.1.4 Kostnadsoppsett konsesjonssøknad

Kostnadsgrunnlaget kan brukes til å utarbeide kostnadsoverslag for en planlagt utbygging. Kostnadsoverslag skal inngå i en konsesjonssøknad. NVE har en standard mal for oppsett av overslaget. Den er gjengitt her.

Kraftverk (navn)	Kostnad (mill. kr)
Reguleringsanlegg	
Overføringsanlegg	
Inntak/dam	
Driftsvannveier	
Kraftstasjon, bygg	
Kraftstasjon, maskin og elektro (fortrinnsvis adskilt)	
Kraftlinje	
Transportanlegg	
Div. tiltak (terskler, landskapspleie, m.m.)	
Uforutsett	
Planlegging/administrasjon	
Finansieringsutgifter og avrunding	
Anleggsbidrag	
Sum utbyggingskostnader	

Det er viktig at det oppgis hva kostnadsoverslaget er basert på. NVEs kostnadsgrunnlag brukes i de aller fleste søknader, evt. justert med egne erfaringer eller innhentede budsjettpriser. Det er også viktig at kostnadsnivået (årstall) eller evt. nøyaktigere (kvartal, måned) oppgis.

1.1.5 Strategi for små kraftverk

I 2003 la OED fram en strategi for å få realisert flere små vannkraftverk. Dette ga blant annet NVE et budsjett for å støtte forskning og relevant kompetansebyggende tiltak på NTNU. I årene som er gått er det gjennomført mange større og mindre FoU- prosjekter. NVE har blant annet utviklet verktøy for digital ressurskartlegging og har økt forståelsen av ressursgrunnlaget for småkraftverk.

I dag gir elsertifikatmarkedet inntekter for små kraftverk på lik linje med andre kraftverk som utnytter fornybare energikilder. NVE har fortsatt en egen sesjon på den årlige konferansen som Småkraftverkforeninga arrangerer. Det er fortsatt NVE- bevilgninger til FoU-prosjekter for å forbedre bygging og driftsforhold for små kraftverk.

1.2 Elsertifikater

Et felles elsertifikatmarked for Norge og Sverige ble innført i 2012, og skal bidra til mer produksjon av fornybar kraft. Ordningen er teknologinøytral, og nye anlegg får utstedt elsertifikater for de 15 første årene etter dato for godkjennelse. Per 2015 gjelder ordningen i Norge for tiltak som kommer på nett i løpet av 2021.

Elsertifikat er et (elektronisk) bevis utstedt av staten, og som viser at det er produsert 1 MWh fornybar elektrisitet i henhold til lov og forskrift om elsertifikater. Dette sertifikatet kan selges og gir da en ekstrainntekt bekostet av strømforbrukeren over strømregningen. Etterspørselen etter elsertifikater er avhengig av mengden ny kraftproduksjon fra fornybare energikilder som skal finansieres. Mengden i Norge forutsettes å øke jevnt fra 1,47 TWh i 2012 til 13,2 TWh i 2020. Etter hvert som kraftverk har fått elsertifikater i 15 år, reduseres også mengden ny kraftproduksjon som skal finansieres. Det betyr at mengden kraftproduksjon fra fornybare energikilder som skal finansieres gradvis, reduseres inntil elsertifikatordningen er helt faset ut i 2035.

1.3 Anleggsbidrag og nettilknytning

Bygging av vannkraftverk foregår ofte langt fra eksisterende elektrisk infrastruktur. I mange tilfeller vil dette medføre at det må bygges en lengre kraftlinje for å knytte kraftverket til nærmeste utvekslingspunkt i nettet. Dette kan medføre store kostnader for utbygger og i noen tilfeller også velte økonomien i et prosjekt.

Nettilknytning til en radial i nettet må som oftest dekkes av utbygger. Ved tilknytning til et radialt fellesanlegg kan utbygger kun belastes et forholdsmessig anleggsbidrag. Dersom anlegget skal tilknyttes et masket nett vil det kun i ekstraordinære tilfeller kunne kreves anleggsbidrag fra utbygger. I mange tilfeller må netteier utvide eller oppgradere nettet for å ta inn den nye produksjonen. Dette må da dekkes av utbygger gjennom et anleggsbidrag. Anleggsbidraget skal synliggjøre kostnadene ved en ny tilknytning eller forsterkning. Nettselskapene kan etter «Forskrift om økonomisk og teknisk rapportering, inntektsramme for nettvirksomheten og tariffer» § 17-5 kreve at kraftprodusentene(e) som utløser nye nettilknytninger eller forsterkninger i eksisterende nett selv må dekke inntil 100 % av de nødvendige anleggskostnadene. I henhold til informasjonsplikten plikter nettselskapet å spesifisere beregningsgrunnlaget for de eventuelle anleggskostnadene. Dersom utbygger godtar anleggsbidraget er nettselskapet i henhold til leveringsplikten og tilknytningsplikten pålagt å knytte utbyggers anlegg til nettet.

For å definere kostnadsfordeling og innmatingstariff må anlegget eller enkeltkomponenter i anlegget klassifiseres. Dersom anleggets produksjon står for mer enn 80 % av bruken vil nettilknytningen anses som et produksjonsrelatert anlegg. Bestemmelsen for produksjonsrelaterte nettanlegg er regulert i kontrollforskriften §17-1. Første og andre ledd lyder:

«Kostnadene ved produksjonsrelatert nettanlegg skal dekkes av produsenten og ikke inngå i tariffgrunnlaget for uttak. Med produksjonsrelatert nettanlegg menes kraftledninger og andre nettanlegg der hovedfunksjonen er overføring av kraft fra tilknyttet produksjonsanlegg til nærmeste utvekslingspunkt i nettet.

Når det er tilknyttet uttak direkte til produksjonsrelaterte nettanlegg kan en rimelig andel av kostnadene ved disse anleggene inngå i tariffgrunnlaget for andre tariffledd for uttak.»

2 BYGNINGS- OG ANLEGGSTEKNISKE ARBEIDER

2.1 Generelt

2.1.1 Leveranseomfang

Kostnadsgrunnlaget omfatter kostnader som oppgitt for hver enkelt bygnings- og anleggsteknisk del.

Kostnadsnivået for et gjennomsnittlig vannkraftanlegg har steget med ca. 18,5 % siden forrige revisjon av kostnadsgrunnlaget i 2010, men endringen varierer fra komponent til komponent. Stigningen i konsumprisindeksen for samme periode har til sammenligning vært på ca. 8,5 %. Likevel vil en del priser avvike fra denne økningen på grunn av ulike beregningsmetoder.

Rigg- og driftskostnader er generelt ikke medtatt, og må legges til de totale bygg- og anleggstekniske kostnader. Et rigg- og driftspåslag på **30 %** kan anses som et utgangspunkt, men må vurderes for det enkelte prosjekt.

Øvrige omkostninger som ikke er medtatt og som må vurderes i hvert enkelt prosjekt:

- Transport og anleggsveier
- Landskapspleie (skogrydding, traseer, deponier, arrondering)
- Generelle kostnader: Utgjør et tillegg på 10-15 % av byggkostnaden og omfatter normalt følgende:
  - Oppmålinger og utarbeidelse av prosjekteringsunderlag (kart, profiler og lignende)
  - Vannføringsmålinger og hydrologivurderinger
  - Miljøundersøkelser
  - Konsekvensutredninger
  - Grunnundersøkelser
  - Planlegging og prosjektering. Avhengige av forhold på damsted, inntak, rørgate (helning), kraftstasjon (dybde til fjell mm) osv.
  - Administrasjon, byggeledelse, kvalitetskontroll
- Skatter og avgifter (merverdiavgift)
- Byggherrekostnader (grunnerverv, skjønn, erstatninger, finansieringsutgifter)
- Uforutsett. Generelt anbefales 15-20 % tillegg på alle kostnadselementer (bygg) for å dekke uforutsette kostnader

2.1.2 Vurdering av påslag for rigg og drift

Riggkostnaden kan variere mye. Normalt vil riggkostnadene for små vannkraftanlegg ligge i størrelsesorden 10-60 % av øvrige bygg- og anleggstekniske kostnader, og i spesielle tilfeller enda høyere. Dette må vurderes fra prosjekt til prosjekt, og er avhengig av blant annet beliggenhet, transport- og kommunikasjonsforhold. Stor avstand til tettsteder/byer krever mer rigg på grunn av økte kostnader for transport, reise og opphold. Riggkostnaden er også entreprenøravhengig. Store entreprenører har ofte dyrere/større rigg, men er likevel ikke nødvendigvis dyrere totalt sett. Videre vil typen arbeid være avgjørende for riggkostnader. For eksempel vil en lang tunnel normalt gi lavere riggpåslag i prosent enn sammensatte og kompliserte arbeider som krever mye koordinasjon og en relativt større stab.

Således er det avgjørende å vurdere det anbefalte påslaget på 30 %, og om det bør justeres som følge av stedlige forhold.

2.1.3 Prisvariasjon

De enhetsprisene som er gitt for hver anleggsdel er såkalte middelpriser basert på innkomne tilbudspriser og indeksverdier. Det innebærer at innsatsfaktorene er gitt en fast enhetspris for alle anleggsdelene, og en kan regne med normal adkomst og vanskelighetsgrad for utføring av arbeidene. I virkeligheten spiller en rekke faktorer inn på enhetsprisene, og en vil naturlig kunne oppleve store prisvariasjoner fra prosjekt til prosjekt og mellom ulike anleggsdeler i det enkelte prosjekt.
Dette tas det hensyn til gjennom usikkerhetsmarginer. Svært forenklet kan man si at under gunstige forhold trekkes f.eks. 20 % fra enhetsprisen, og tilsvarende kan det f.eks. legges til 30 % under ugunstige forhold.

For å gi et bilde på spennet som oppstår er det på neste side tabulert noen innsatsfaktorer sammen med forskjellige enhetspriser for utvalgte anleggsdeler. Dette er gjennomsnittspriser fra innkomne tilbud, som også innen hvert enkelt anleggsområde er meget varierende.

Innsatsfaktor	Anleggsområde	Snittpris [kr/enhet]	Enhet	Variasjonsfaktorer
Betong	Betongdam Rørgatefundament Lukeinnstøping Kraftstasjon i berg Kraftstasjon i dagen Helikoptertransport (vilkårlig anleggsområde)	2400 3500 2600 2600 2300 5000 – 13 000	m^3	Mengde Transportlengde Tilgjengelighet Kvalitet Plunder og heft
Armering	Betongdam Kraftstasjon i dagen Rørgate Lukeinnstøping Helikoptertransport (vilkårlig anleggsområde)	19 16 21 19 20-40	kg	Mengde Transportlengde Tilgjengelighet
Forskaling	Betongdam Lukeinnstøping Rørgatefundament Helikoptertransport (vilkårlig anleggsområde)	1600 1700 1100 1400 - 2500	m^2	Mengde Transportlengde Tilgjengelighet
Graving	Betongdam Rørgrøft Rørgatefundament	80 92 78	m^3	Geologiske forhold Omliggende terrengforhold/tilgjengelighet Helning
Sprengning	Rørgatefundament Rørgrøft Kanaler Kraftstasjon i berg	200 600 280 300	m^3	Geologiske forhold Omliggende terrengforhold/ tilgjengelighet Konturklasser

2.1.4 Betraktninger rundt verdien av egeninnsats fra utbygger

<u>Generelt</u>
Med egeninnsats forstås muligheten til å gjøre en personlig innsats for å utføre deler av prosjektarbeidet og redusere behov for innleid assistanse og dermed redusere kostnadene. Egeninnsats kan ha mange former, og forbindes normalt med forberedende og bygningsmessige arbeider, mens turbin og annet utstyr vanligvis må komme fra en eller flere leverandører.

I offentlige kraftverksprosjekter vil egeninnsats være lite egnet i dag. Store kraftverk vil heller ikke være særlig egnet for egeninnsats da gjennomføringen krever betydelig kapasitet og organisering over tid. Egeninnsats kan da bli vanskelig å samordne med entreprenørenes arbeider. Private grunneiere og andelshavere kan derimot gjerne delta i prosjektet på vanlig forretningsmessig måte, f.eks. i entreprenørvirksomhet.

I mindre, private prosjekter (mini- og mikrokraftverk) vil det være en større mulighet for egeninnsats. Disse prosjektene eies gjerne av en eller et fåtall grunneiere, og kraftverket bygges ofte med en god porsjon idealisme. Egeninnsats i mindre prosjekter kan da redusere

de eksterne kostnadene, og kan være et nødvendig tiltak for å kunne gjennomføre prosjektet.

Idéfase.
Grunneiere og fallrettighetshavere har gjerne en formening om at det kan være mulig å bygge et kraftverk på stedet, og ønsker å utvikle og realitetsvurdere et prosjekt. Første skritt kan være å søke informasjon hos NVE om saksgang, og også ta kontakt med en erfaren rådgiver i vassdragsteknikk. Et engasjement av en rådgiver for noen timer for å få en profesjonell vurdering av prosjektet kan være fornuftig. Da kan det blant annet vurderes hvilken størrelse som kan være aktuell og om det foreligger spesielle restriksjoner (f.eks. vern). Egeninnsatsen kan her bestå i å skaffe fram relevant informasjon, gjøre seg kjent med saksgang, og lære litt om andre prosjekter. Før man går videre bør rettigheter for hele utbyggingen være på plass.

Prosjektutvikling
Grunneiere kan gjøre en god del forberedende arbeider; innhente kartgrunnlag, spesifisere eiendomsforhold, informere naboer om det mulige prosjektet, registrere naboenes meninger, orientere kommunale myndigheter og registrere myndighetenes synspunkter. Dersom det er flere grunneiere kan det være nødvendig å etablere et grunneierlag. Det kan være viktig å bli enige på forhånd om at man skal utrede mulighetene, selv om man ikke nødvendigvis er helt enige om eierforholdene, osv. Dette er tidkrevende aktiviteter som grunneier(e) selv kan gjøre (og som de også gjør best). I denne fasen er det ofte naturlig å ta kontakt med eksterne interessenter, for eksempel profesjonelle utbyggingsselskaper. Dette vil ofte resultere i en uavhengig vurdering av prosjektet og kan medføre befaringer og møtevirksomhet der grunneiere deltar og medvirker. Dersom prosjektet er utbyggbart vil dette lede til mer konkret planutvikling, og prosjektets hovedløsninger skisseres.

Prosjekteringsgrunnlag
Dette er et område grunneiere kan gjøre en egeninnsats, evt. i samråd med rådgiver. De kan foreta oppmålinger, påvise og anslå grunnforhold på de steder man mener at dam, rørgate og kraftstasjon kan komme, med angivelse på kart. Grunneier kan skaffe tillatelser fra myndighetene og foreta graving av prøvegroper eller grøfter for å fastlegge grunnforhold.

Grunneier kan fotografere vassdraget ved antatt damsted og sted for kraftstasjon ved ulike vannføringer, fra det tørreste tørre til stor flom, og ved ulike årstider, med angivelse av dato. Fotografiene bør være digitale og gjøres fra de samme ståsteder, gjerne på relativt stor avstand, noen hundre meter, avhengig av prosjektets/elvas størrelse. Det er viktig å etablere oversiktsbilder.

Hydrologivurderinger, teknisk forprosjekt, miljøundersøkelser, konsesjonssøknad
Normalt vil disse aktivitetene gjøres av profesjonelle rådgivere. For mini- og mikrokraftverk kan grunneier utarbeide utkastet til det meste etter NVEs veileder, eventuelt med engasjert bistand fra rådgiver for kontroll og supplering.

Utarbeiding av forespørsler og budsjettpriser for turbiner og utstyr er ofte noe av det første en utbygger tenker på, men de ovenstående aktiviteter bør gjennomføres før det er mulig å få et realistisk datagrunnlag for reelle tilbud.

Når konsesjon er gitt eller fritak fra konsesjonsplikt er innvilget
Når utbyggingstillatelse (konsesjon eller fritak) foreligger starter gjennomføringen av selve prosjektet (detaljplanlegging og bygging). Fritak gis vanligvis bare for kraftverk under 1 MW. Ved fritak etter vannressursloven må tiltakshaver avklare med kommunen om tiltaket trenger byggetillatelse og eventuelt dispensasjon fra arealplan.

Basert på vilkår i tillatelsen, oppmålinger osv. kan detaljløsninger for de ulike anleggsdeler utarbeides og også tilbudsgrunnlag for elektro- og mekanisk utstyr og anbudsgrunnlag for bygningsmessige arbeider kan da utarbeides. Etter dette utarbeides plan for miljø og landskap og detaljplan for sikkerhet. Konsesjonen angir mye av innholdet i detaljplanene i tillegg til at disse skal utarbeides iht. retningslinjer fra NVE. Dette arbeidet anbefales utført av en rådgiver med miljøteknisk- og vannkraftfaglig kompetanse. Det finnes mange rådgivende ingeniører som tilbyr disse tjenestene, og valg av rådgiver med kompetanse og erfaring fra mange anlegg vil føre til at en får optimale løsninger og en forutsigbar og sikker gjennomføring av prosjektet både teknisk og økonomisk.

En vanlig gjennomføring av et småkraftprosjekt (>1MW) etter at konsesjon er gitt kan være:

- Kontrahering av rådgivere
- Utarbeidelse og utsendelse av anbudstegninger og anbudsgrunnlag
- Utarbeidelse av landskaps- og miljøplan (LMP) og teknisk plan (beregninger for dammer, rørgate, flomløp osv.). Disse planene sendes NVE. Merk at disse planene skal være godkjent før bygging kan starte. LMP skal sendes til NVE minst 3 måneder før byggestart, teknisk plan minst 6 måneder før byggestart.
- Kontrahering av entreprenører og leverandører
- Bygging av kraftverk – bygningsmessige arbeider
- Installasjon av elektro- og maskinteknisk utstyr og igangkjøring av anlegget
- Prøvedrift 2-3 måneder

Finansiering
Utbygger eller grunneier må sørge for finansiering.

Gjennomføring og bygging
For et mini- eller småkraftverk vil grunneier kunne bistå med forberedende arbeider, sørge for tilgjengelighet for entreprenører og utstyr ved å sørge for skogrydding, adkomstveier, grøfter, oppstillingsplasser for midlertidige brakker og verkstedcontainere, osv.

I alle fall for de aller minste kraftverkene kan grunneier(e) gjøre enklere anleggsarbeider selv. Men en skal da være klar over at mange steder i Norge egner bygging av anleggsdeler i dagen seg dårlig som vinterarbeid. Det bør tilstrebes å få gjennomført de mest krevende anleggsarbeidene i sommerhalvåret. Dette gjelder spesielt for arbeider med dam, inntak og rørgate, og enten det er grunneier(e) eller entreprenører som står for gjennomføringen.

Det vil være nødvendig med tillatelser fra offentlige myndigheter, tilknytning til det offentlige linjenett, mm.

Drift av kraftverket
I driftsperioden er det ofte naturlig at en grunneier har ansvar for det daglige tilsyn. Dette vil først og fremst bestå i å sørge for at inntaket er fritt for «rusk og rask», og eventuelt anordninger ved oppstrøms dammer for å tilpasse vannføringen til kraftverket.

Kraftsalg
Kraftsalg må være avklart gjennom avtaler, og energimengden skal måles automatisk. I enkelte tilfeller kan noe av kraftproduksjonen gå til eget forbruk, og det kan være perioder med stans da energi trekkes fra nettet. Avtaler og arrangement for slike forhold er ofte individuelle og avhengig av eierforhold og størrelse på kraftverket.

2.2 Dammer

Det henvises til publikasjonene *Forskrift om sikkerhet ved vassdragsanlegg, NVE* (damsikkerhetsforskriften) og *Veileder for planlegging, bygging og vedlikehold av små dammer, NVE* for typisk utforming av dammer. Dammene klassifiseres etter skadepotensial ved brudd og vil få strengere krav til utforming jo større skadepotensialet er beregnet å kunnebli.

2.2.1 Små fyllingsdammer

Priskurvene i Fig. 2.2.1 angir pris pr. løpemeter dam.
Dammens oppgitte høyde gjelder til topp dam målt i dammens senter. Dammens tetningskjerne er forutsatt bygd opp av morenemasse opp til 1 m under topp dam. Utenpå tetningskjernen er det forutsatt fiberduk og minimum 1 m tykk erosjonshud av sprengstein. Dammens oppstrøms helning er 1:2,5 og nedstrøms 1:2.

Oppstrøms tetningsgrøft er oppgitt med varierende dybder, D = 1, 2 eller 3,5 m og har en bunnbredde på 0,5 (H+D), med 3 m som minimum. H = høyden på tetningskjernen i senter dam.

Nedstrøms er det forutsatt en drenasjegrøft med dybde D og bunnbredde 2 m.

Dammens bredde i topp er satt til 5 m, med kantstein og oppgrusing beregnet for kjøring.

Dimensjonerende flomvannstand bør settes minst 2 m under topp dam.

Følgende hovedenhetspriser er benyttet:

Tetningsgrøft av stedlige morenemasse	185 kr/m^3
Drenasjegrøft	107 kr/m^3
Erosjonshud/skråningsvern	171 kr/m^3
Fiberduk	23 kr/m^2
Kantstein og grusvei på topp dam	313 kr/m
Preparering av tetningsflate	284 kr/m^2

I tillegg må en regne med ytterligere påkostninger i forbindelse med injisering. Kostnaden i forbindelse med dette varierer i stor grad ut fra blant annet geologiske forhold, men det bør regnes med en total pris på 50 000 – 200 000 kroner.

2.2.2 Betongdammer

For små betongdammer er følgende tre damtyper beskrevet;
gravitasjonsdam, platedam og buedam. Alle tre damtypene er beregnet for overtopping av vann inntil 0,8 m. I tillegg til enhetsprisene under vil det for alle tre damtypene medgå kostnader til injisering. Disse antas å variere mellom 50 000 og 200 000 kroner.

<u>Betong gravitasjonsdam (Fig. 2.2.2)</u>

Kostnadskurven angir pris pr. løpemeter dam med damhøyde opptil 6 m, støpt i seksjoner på 6,1 m. Fjellet i damfoten er forutsatt injisert til en dybde av 0,5 x H, hvor H er største vanndybde (HRV dersom den er definert). Helning på luftside dam er 1:1. Det er forutsatt fjerning av 1 m løsmasse i damtraseen.

Følgende hovedenhetspriser er benyttet:

Graving, avtaking av løsmasse	85 kr/m^3
Fundamentpreparering (finrensk)	130 kr/m^2
Forskaling	1300 kr/m^2
Armering	19 kr/kg
Betong	2400 kr/m^3

Betong platedam med skråstilt plate (Fig. 2.2.3)
Platedammen vil kunne være mer prisgunstig enn gravitasjonsdammen over en viss høyde. Spesielt hvor transport av betong er dyrt vil platedammen ha et stort fortrinn.

For platedammen angir kostnadskurven pris pr. løpemeter dam, støpt i seksjoner på 5 m. Injeksjonsskjermen går til en dybde på 0,5 x H, hvor H er vanndybde ved HRV. Helning på frontplaten er mellom 1:0,80-1:0,95, og helningen på støtteplaten 1:0,25-1:1,0. De bratteste helningene gjelder de høyeste dammene. Platedammen er ikke isolert på luftsiden. Det er forutsatt fjerning av løsmasser i 2 m bredde langs damaksen og dybde til fjell 0-1 m.

Følgende enhetspriser er benyttet:

Graving, avdekking av løsmasser	85 kr/m^3
Fundament mot fjell frontplate (inkl. rensk og tetting)	5500 kr/m^2
Forskaling	1300 kr/m^2
Armering	19 kr/kg
Betong	2400 kr/m^3

Betong buedam (Fig. 2.2.4)
Smale damsteder vil kunne egne seg for en buedam. En betong buedam kjennetegnes ved lite massevolum i forhold til høyden og er derfor svært gunstig ved egnede damsteder.

I kostnadskurven for buedam er minste tykkelsen satt til 0,6 m. Dammen er forutsatt uisolert og fungerer også som flomløp. Det er ikke inkludert kostnader for tappeluke, gangbane, større vederlag etc. Bortrensket fjell i damfot erstattes med betong.

Som grunnlag er følgende enhetspriser benyttet:

Fundamentpreparering (rensk og betong)	4000 kr/m^2
Forskaling	1300 kr/m^2
Armering	19 kr/kg
Betong	2400 kr/m^3

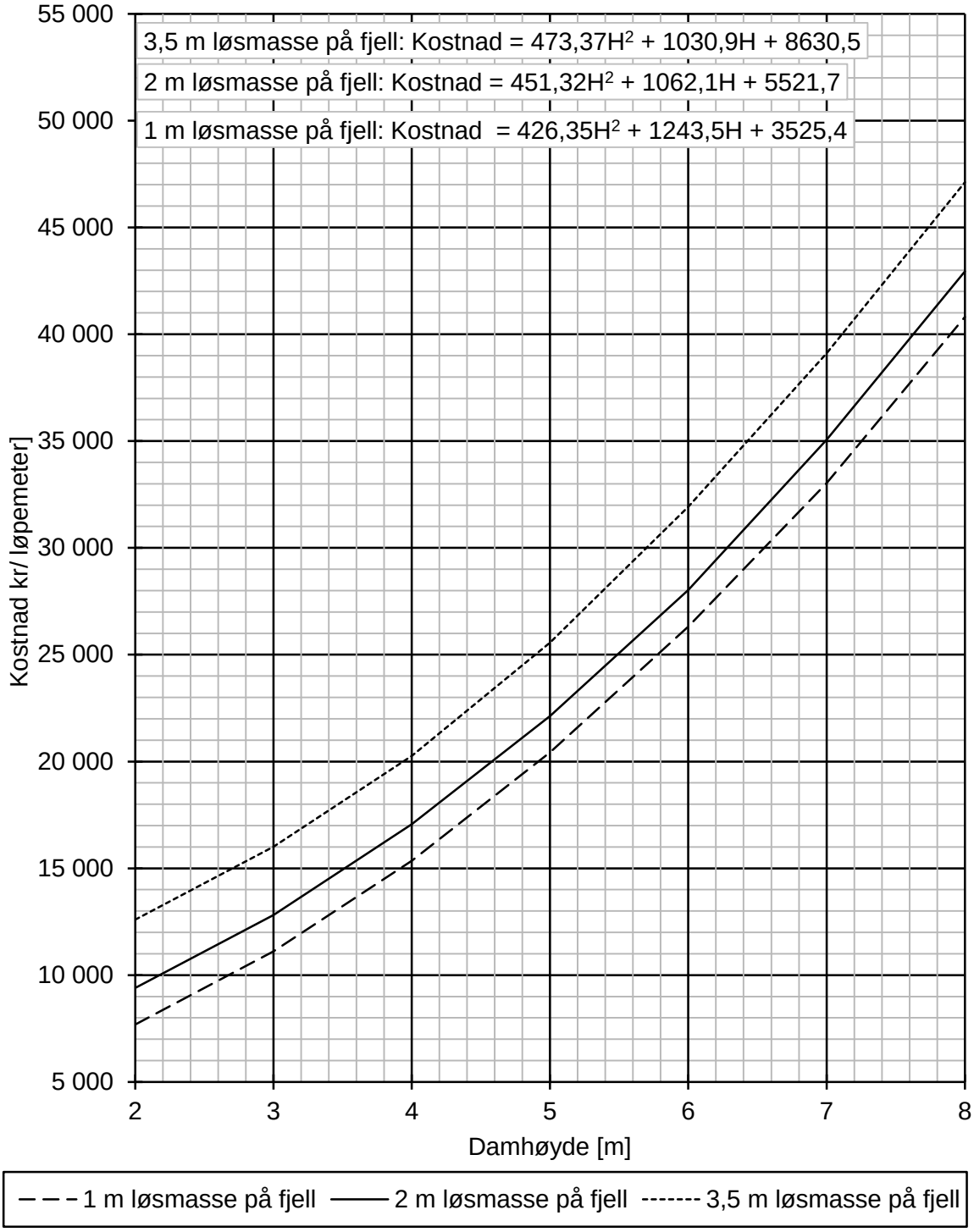
2.2.3 Tømmerkistedam (Fig. 2.2.5)

Tømmerkistedammer kan være mer prisgunstige enn betongdammer og tradisjonelle fyllingsdammer på steder hvor tilgang på stein, tømmer og kvalifisert arbeidskraft er god. Tømmerkistedammen kan også bygges med overløp uten særlig endring i konstruksjonen, noe som er et fortrinn framfor en tradisjonell fyllingsdam. Derimot vil tømmer som et levende byggemateriale ha en begrenset holdbarhet.

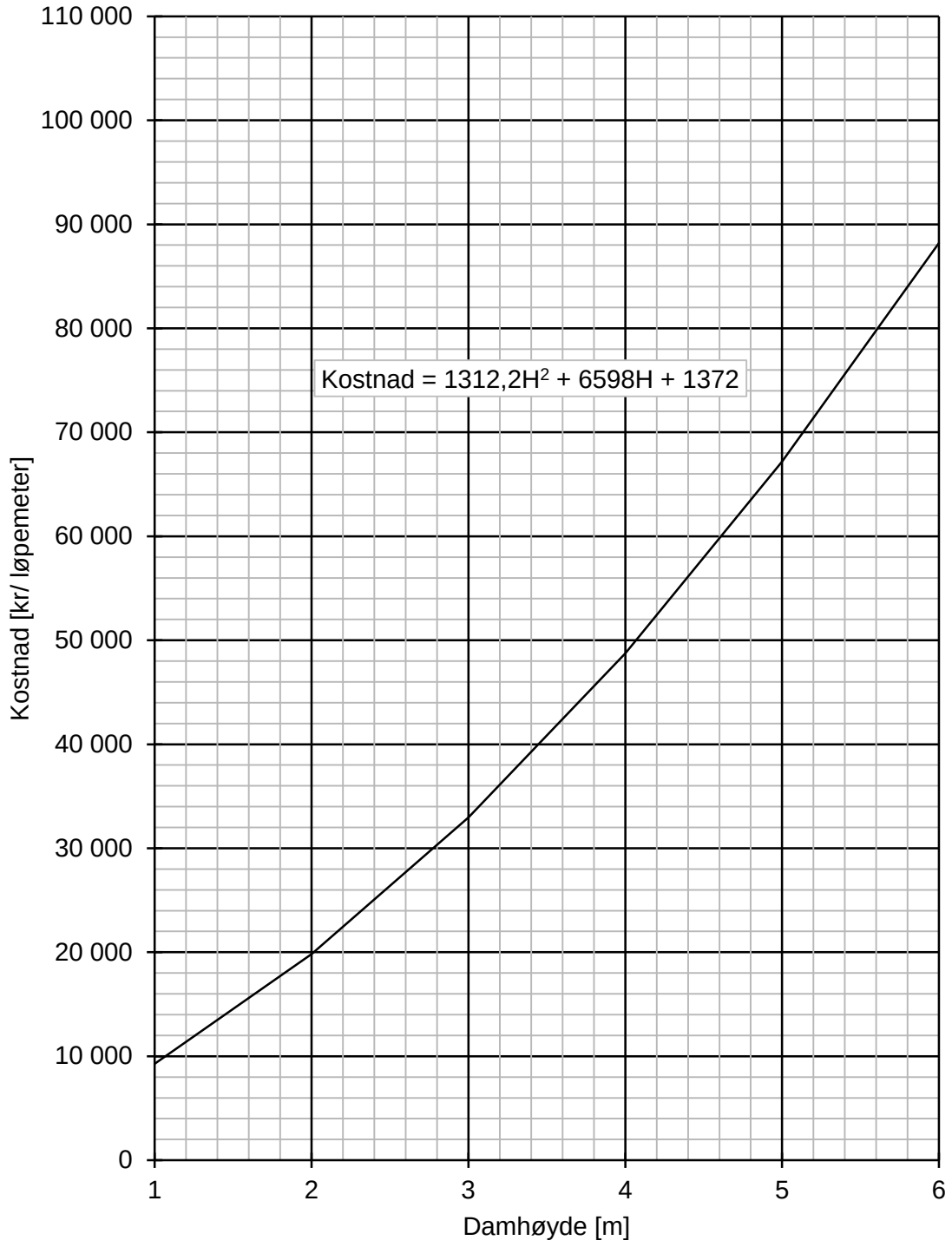
For tømmerkistedammen angir kostnadskurven pris pr. løpemeter dam. Dammen inkluderer tetningsgrøft og planketetning på vannsiden.

Tømmerkistedammen er priset uten overløp, men vil ha tilnærmet samme kostnadsutvikling med planket overløp. Kurven er basert på erfaringstall med normale enhetspriser for de

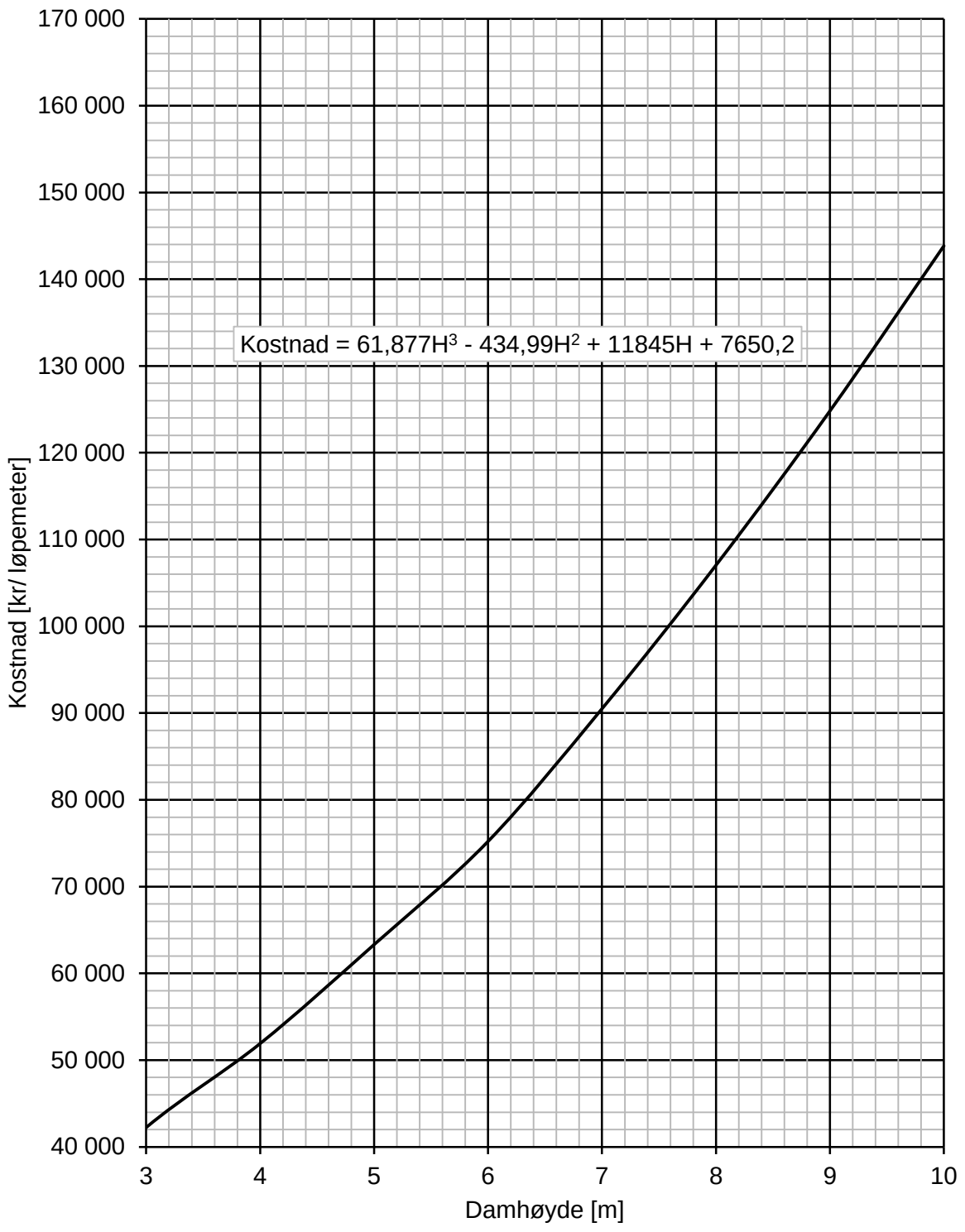
forskjellige bygnings- og anleggstekniske arbeider. For øvrig må det nevnes at grunnlaget for vurdering av kostnader for tømmerkistedammer er meget begrenset, da det bygges relativt få dammer av denne typen i Norge i dag, samt at lokale forhold vil kunne påvirke kostnaden i stor grad.



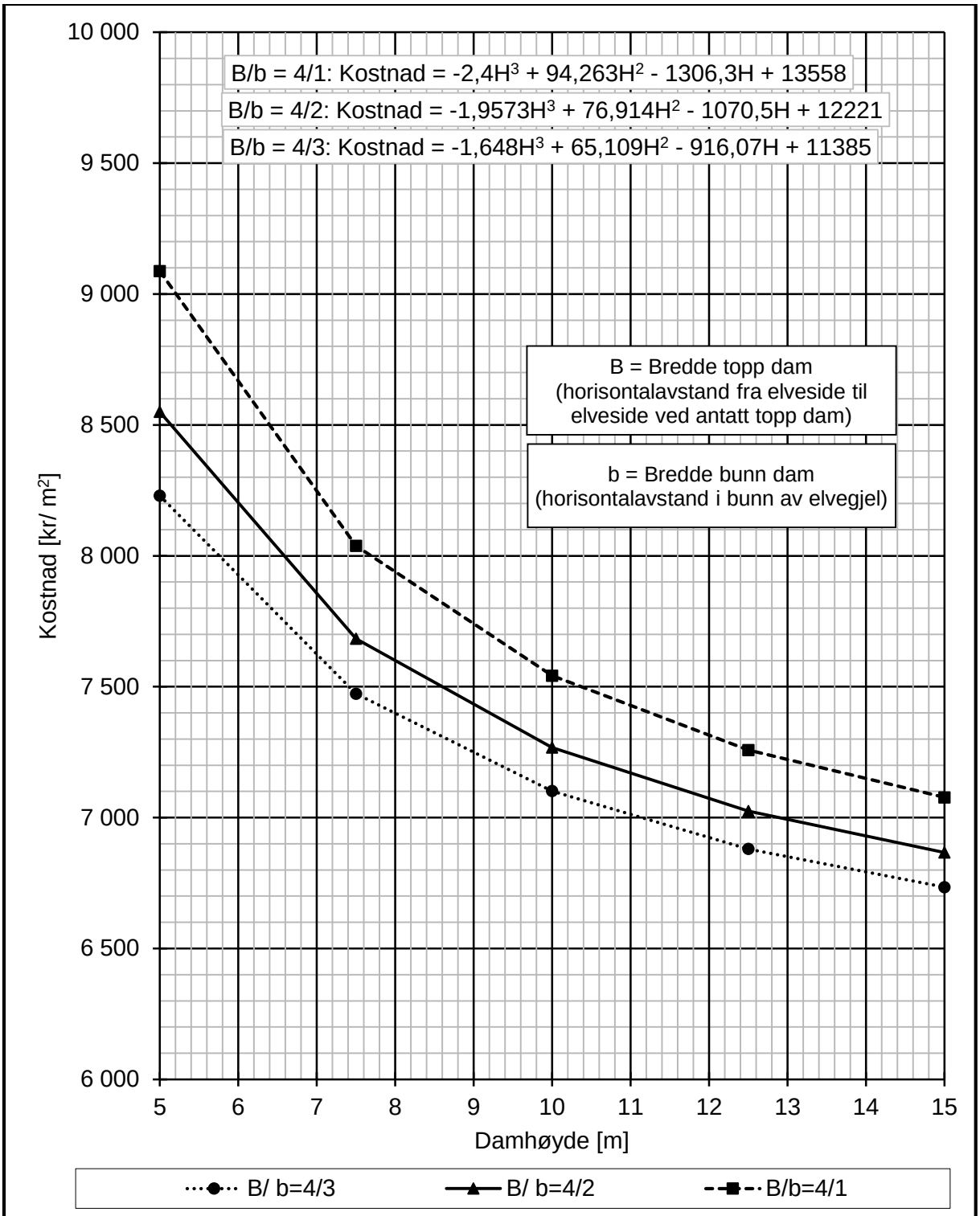
Kostnader små fyllingsdammer	Prisnivå pr. jan. 2015	
Gjelder fyllingsdammer med tetningskjerne av morene Inklusiv kjørevei på toppen	Norges vassdrags- og energidirektorat NVE	Fig 2.2.1



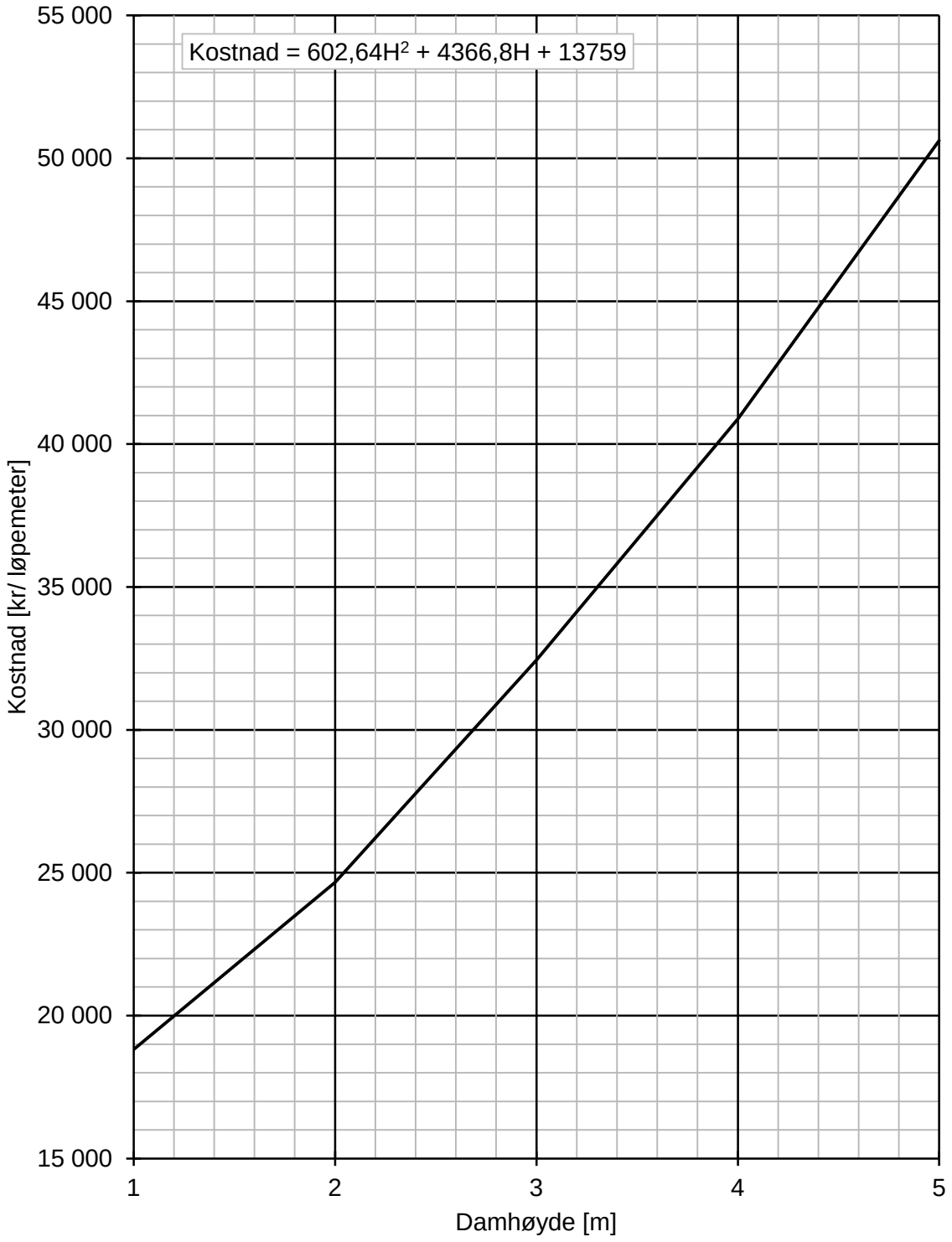
Kostnader betong-gravitasjonsdam	Prisnivå pr. jan. 2015	
Beregnet som overløpsdam med inntil 0,8 m overtopping Pris betong: 2400 kr/m3 Pris forskaling: 1300 kr/m2 Pris armering: 19 kr/kg	Norges vassdrags- og energidirektorat NVE	Fig 2.2.2



Kostnader betong-platedam	Prisnivå pr. jan. 2015	
Pris betong: 2400 kr/m3 Pris forskaling: 1300 kr/m2 Pris armering: 19 kr/kg	Norges vassdrags- og energidirektorat N V E	Fig 2.2.3



Kostnader betong-buedam	Prisnivå pr. jan. 2015	
Pris betong: 2400 kr/m3 Pris forskaling: 1300 kr/m2 Pris armering: 19 kr/kg	Norges vassdrags- og energidirektorat NVE	Fig 2.2.4



Kostnader tømmerkistedam	Prisnivå pr. jan. 2015	
Bygningsmessige kostnader Forutsatt relativt lett tilgang til materialer	Norges vassdrags- og energidirektorat NVE	Fig 2.2.5

2.3 Inntakskonstruksjoner

For små anlegg, og spesielt mini-/mikroanlegg, er det viktig å redusere utbyggingskostnadene mest mulig. Derfor vil det være aktuelt å bygge inntakskonstruksjoner som er betydelig enklere og billigere enn for større vannkraftanlegg. Generelt er valg og utforming av inntakskonstruksjon svært avhengig av de lokale forhold og varierer mye.

Et inntak inkluderer et inntaksmagasin, en inntaksrist/sil, og en stengemulighet. Magasinet/ inntakskonstruksjonen bør utformes slik at problemer med islegging/sarr, flytende rusk og rask i vannspeilet og sedimenttransport blir holdt på et minimum. Dette kan eventuelt avledes fra inntaket, samtidig med at gode innstrømningsforhold blir forsøkt ivaretatt. Typisk bør toppinntak være minimum 2 meter under vannspeilet (større avstand ved store diametere). Et lite magasin kan bygges ved å grave/sprenge ut masser for å senke bunnen eller ved hjelp av en dam som demmer opp vannspeilet. For noe større dammer vises til dammer i kapittel 2.2. Generelt vil et inntak øke i omfang jo større vannføring som skal ivaretas og jo større driftssikkerhet som bygges inn i konstruksjonen. Dammen kostnadsberegnes separat.

I området opp til 1 MW blir det et prinsipielt valg om det skal bygges et inntak som skal fungere i lang tid uten tilsyn (god dykking, men godt over bunn og selvrensende) eller om man skal bygge et inntak som krever hyppigere tilsyn under driften (fjerning av løv og hakking av is for hånd osv.). De førstnevnte gir ofte en inntakskonstruksjon med en minimum høyde på 3,5-4 m. Sistnevnte gir en lavere inntaksdam og følgelig en lavere kostnad, men forskjellene vil variere med stedlige forhold.

Inntakskonstruksjoner bygges ofte i ett med inntaksdammen. For svært enkle inntak har disse lav høyde, og kan ha en lav sikkerhet mot brudd. Byggherren kan finne det økonomisk å utføre større reparasjons-/vedlikeholdsarbeider av dammen/inntaksmagasinet etter hver flom, såfremt vannmassene ikke medfører skader nedstrøms inntaket. En svært enkel inntaksdam kan f.eks. bygges av stedlige fyllingsmasser og en tetningsduk, som en trebukkedam, som en overløpsterskel av betong, eller bruke en naturlig terskel ut av en kulp/vann. Noen damtyper kan ikke overtoppes, slik at flomavledning må skje på siden av dammen og ledes inn i elva nedstrøms. Mini- og småkraftverk vil ha behov for noe mer robuste og større inntak for sikring av driften. Tradisjonelle dammer som beskrevet i kapittel 2.2 vil derfor ofte bli en del av inntakskonstruksjonen.

Selve inntaket kan i de enkleste former bare bestå av en sil, mens ved et litt større anlegg med større slukeevne vil det være mest hensiktsmessig å bygge et inntak av betong. Et slikt inntak vil ofte ha en inntaksrist – eller varegrind på større anlegg, en mulighet for å sette bjelkestengsel/revisjonsstengsel, en inntakskonus og en luke/ventil for å stenge vannveien. Ofte vil et lukehus være nødvendig for å beskytte lukearrangementet. Det kan også være aktuelt å supplere med en grindrensker, installasjon av en rørbruddsventil i tilfeller hvor forskriftene krever det og instrumentering/overvåkning, etc.

Et alternativ til grindrensker kan være såkalte selvrensende inntak. Et eksempel på dette er et «Coanda-inntak» der vannet strømmer over en terskel og inn gjennom smale, langsgående spalter, mens løv, mose og kvist, samt eventuelle løsmasser, føres med vannmassene over rista og videre nedstrøms inntakskonstruksjonen. En inntaksdam er også en barriere for fiskevandring og et Coanda-inntak, med sin lave konstruksjon, har vist seg som en god løsning for å opprettholde muligheten for fiskevandring. I Norge er det kun bygget noen svært få Coanda-inntak, men driftserfaringene så langt er gode. Man sparer kostnadene for selve dammen, men man må lage et reguleringskammer nedstrøms inntaket. På grunn av få erfaringer er det ikke utarbeidet en egen kostnadskurve for Coanda-inntak.

En annen form for selvrensende inntak er å bygge inntak med ett eller to kammer nedstrøms varegrinda, men oppstrøms innløpskonus til trykkrøret. Ved rask reduksjon/avstengning av

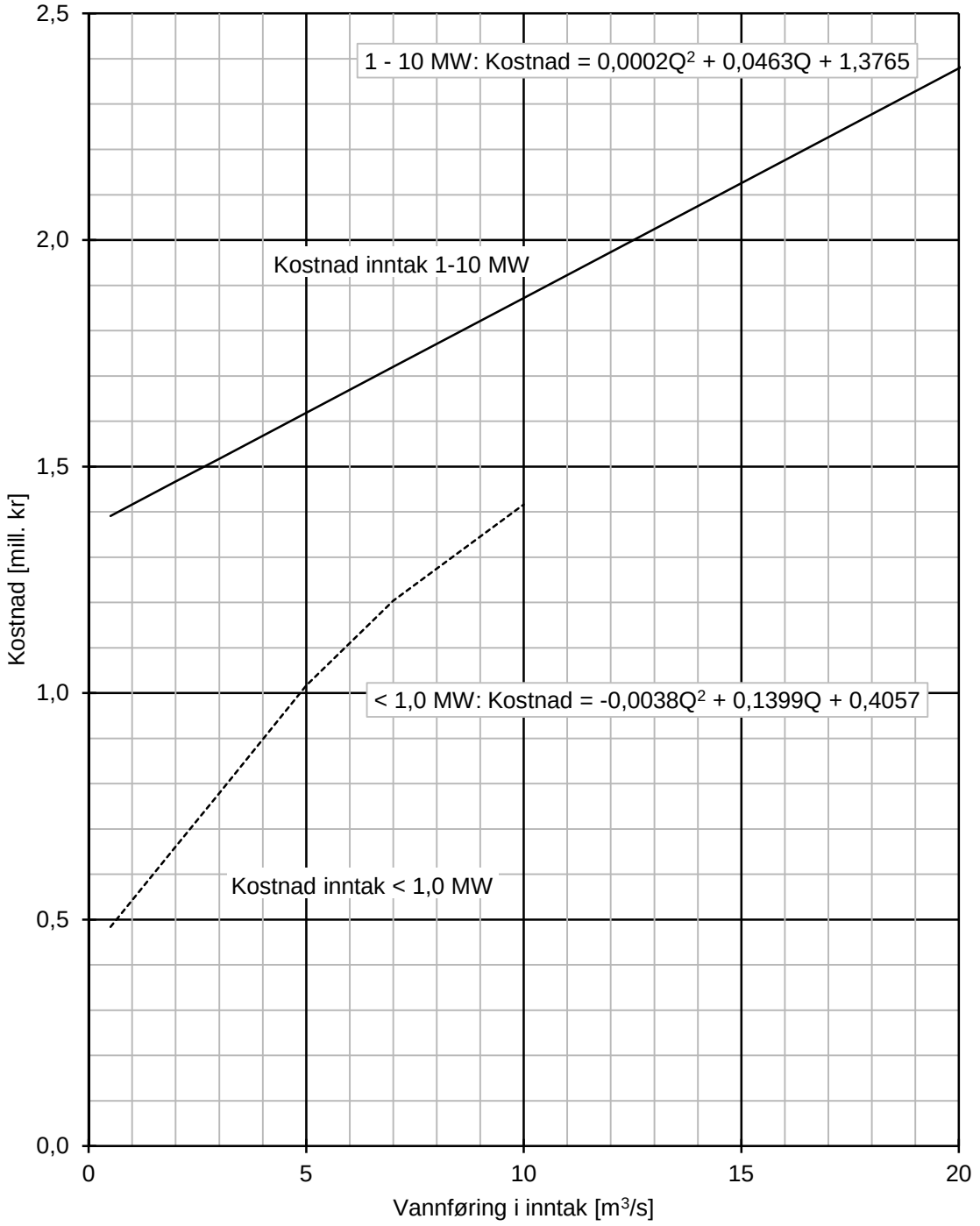
turbinen vil vannet i kammeret strømme motsatt vei gjennom grinda og videre gjennom bunntappeløpet som åpnes i samme manøver, og på den måten rive med seg løv etc. som dermed skylles videre ned i elva.

For å finne metoder for å redusere/eliminere tiden da inntaksristen/varegrinden er helt eller delvis tettet, foregår det flere interessante studier/forsøk ved Institutt for vann- og miljøteknikk (IVM), NTNU. Utvikling av inntaksløsning for norske forhold gjøres av master- og doktorgradsstudenter, og det oppfordres til å ta kontakt med IVM for et mulig samarbeid.

Kostnadskurven for inntakskonstruksjoner (Fig. 2.3.1)er knyttet til vannføring, og gjelder bygnings- og anleggstekniske arbeider for tradisjonelle anlegg. Det er forutsatt minimal/liten reguleringshøyde fordi reguleringshøyden vil gi store kostnadsmessige utslag.

Kostnader for varegrind, luker, grindrensker etc. inngår ikke i de bygningsmessige kostnadene, men finnes i kapittel 4 Maskintekniske arbeider. Derimot er kostnader for inntakskonus og enkelt overbygg inkludert. Kostnadskurven er basert på erfaringstall med normale enhetspriser for de forskjellige bygnings- og anleggstekniske arbeider.

Det vises for øvrig til NVEs inntakshåndbok (Inntakshåndboken. En rettledning for planlegging og utforming av inntak til småkraftverk. NVE-veileder nr. 1/2006.)



Kostnader inntakskonstruksjoner	Prisnivå pr. jan. 2015	
Bygningsmessige kostnader Forutsatt minimal reguleringshøyde Inkludert enkelt lukehus for inntak over 1 MW For inntak til kraftverk under 1 MW: neglisert krav til dykking, ingen konus og evt. kun føringer for bjelkestengsel (ingen luke)	Norges vassdrags- og energidirektorat NVE	Fig 2.3.1

2.4 Kraftstasjoner

Bygnings- og anleggstekniske kostnader for kraftstasjoner er presentert i kurver for kraftstasjon i dagen (Fig. 2.4.1).

2.4.1 Kraftstasjon i dagen

Omkostningene for kraftstasjoner i dagen er gitt som en funksjon av slukeevne og fallhøyde;

Kostnad = $K_0 + K_{areal} \times Q \times H^{0,7}$, hvor

K_0: et fastledd på 1,7 mill. kr
K_{areal}: kvadratmeterprisen for småkraftverk. Satt til 38 000 kr/m^2 ut fra erfaringstall.
H er fallhøyde og gjelder i intervallet 10 - 100 meter. For høyere fall henvises til formel/kurve i fig.2.4.1.

Det er viktig å merke seg at det er relativt store variasjoner i kostnader for kraftstasjoner grunnet forskjell med hensyn til beliggenhet, størrelse og generell bygningsmessig standard. Kostnadene varierer også ved valg mellom kranbane/ demonterbart tak, vertikal/ horisontalakslet aggregat, antall aggregat og fundamentering på fjell/løsmasser. Generelt er det valg av turbintype/trykkhøyde som er viktigst og førende for utforming av kraftstasjonen, og kostnadene er derfor presentert som en funksjon av trykkhøyde og slukeevne.

I området rundt 1 MW blir det et prinsipielt valg om det skal bygges en kraftstasjon som skal fungere uten daglig tilsyn (typisk kraftselskap) eller eksempelvis om man skal bygge en kraftstasjon der eieren bor like ved og kan foreta det daglige tilsynet. Prisene i vedlagte kurver er for stasjoner med aggregatytelser > 1 MW.

Det kan derfor være relativ stor spredning for kostnader for de minste kraftstasjonene. I tillegg til det som er nevnt over kan det her være egnet for egeninnsats. Det anbefales at det tas hensyn til de nevnte forholdene når det anslås kostnader for svært små kraftstasjoner. Dette er spesielt aktuelt når aggregatytelsen er under 1 MW. Her er det lite erfaringsmateriale, og det er derfor heller ikke utarbeidet kostnadskurver. Men man kan jo også ha et blikk på kostnadskurvene for aggregatytelser > 1 MW, og kombinere med skjønn (og det gjør man for kostnader for andre anleggsdeler også).

2.4.2 Kraftstasjon i berg

For mini- og mikrokraftverk og småkraftverk under 2-3 MW er det lite aktuelt med kraftstasjon i berg. For småkraftverk med større ytelse baseres kostnadene på volumberegning fra kostnadsgrunnlaget for store kraftverk. Til tross for den betydelige spredningen i volum, har man våget å beregne volumbehovet med en enkel formel med netto fallhøyde, total maksimum vannføring for stasjonen og antall aggregater som parametere.

Et anslag på utsprengt volum for kraftstasjoner i berg fås ved beregning etter følgende formel:

Sprengningsvolum $V = 78 \times H^{0,5} \times Q^{0,7} \times n^{0,1}$

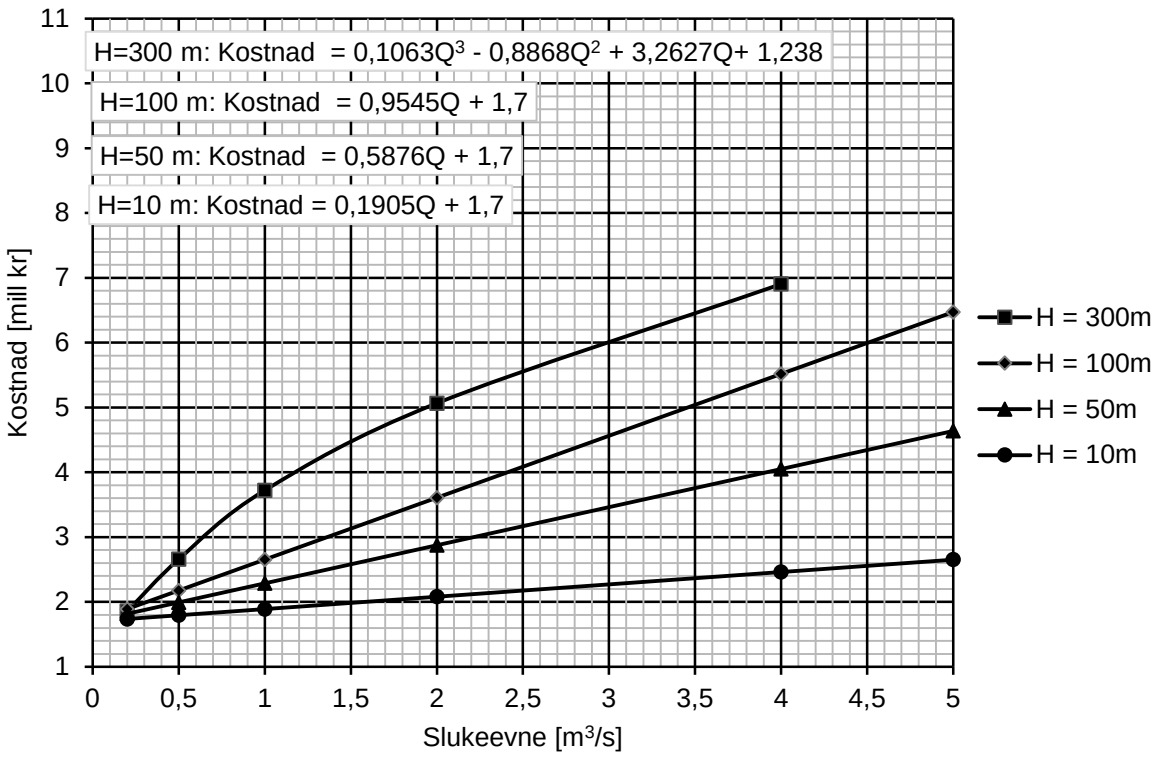
V = utsprengt volum, m^3
H = netto fallhøyde, m
Q = total maksimum vannføring, m^3/s
n = antall aggregater

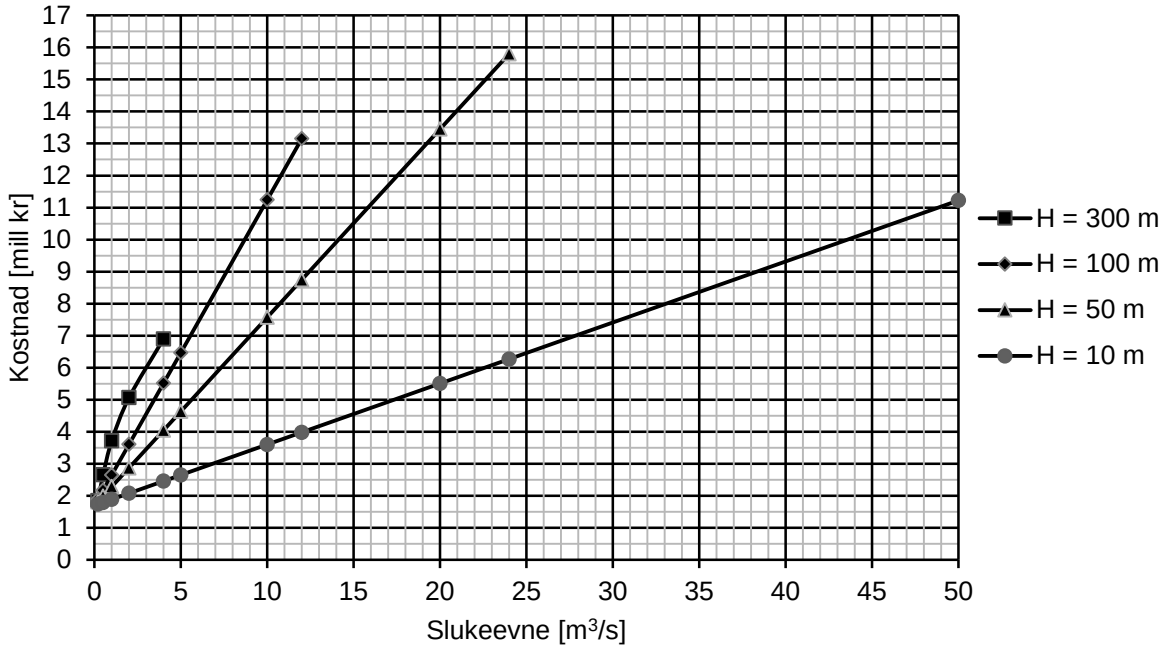
Anslag etter denne formel vil være svært omtrentlig. Det anbefales derfor at det for hvert anlegg skisseres et arrangement som benyttes som grunnlag for beregning av utsprengt volum.

Totale bygningsmessige entreprenørutgifter for kraftstasjoner i berg finnes ved å multiplisere estimert bergvolum med en enhetspris som inneholder kostnader for sprengning og bygging av kraftstasjonen. Enhetsprisen omfatter dermed sprengning, forskaling, armering, betong, sikring, mur, puss, maling osv. Etter vurdering av dette, sammenlignet med erfaringstall for bygging av kraftstasjoner i dagen, har en kommet fram til at enhetsprisen pr. januar 2015 kan settes til 2500 kr per m^3 utsprengt volum.

Uforutsette kostnader er ikke inkludert, og det presiseres at det er store variasjoner i kostnader for kraftstasjoner.

For kraftstasjoner i berg må en i tillegg regne med kostnader for adkomsttunnel med kabelkulvert, eventuell egen utløpstunnel, redningsrom, VVS etc. som kostnadsberegnes separat, se *Kostnadsgrunnlag for vannkraftanlegg, NVE.*





Kostnader kraftstasjon i dagen	Prisnivå pr. jan. 2015	
Gjelder bygnings- og anleggstekniske kostnader eks. kran Angitt vannføring i kurvene gjelder stasjonens slukeevne og ett aggregat. Tillegg for to aggregater: 10 % Tillegg for fundament på løsmasser: 10 %	Norges vassdrags- og energidirektorat N V E	Fig 2.4.1

2.5 Rørgater, kanaler

Rør og stengeorganer klassifiseres etter skadepotensial ved brudd, og vil få strengere krav til utforming jo større skadepotensial. Det henvises til gjeldende forskrift, samt *Retningslinjer for stenge- og tappeorganer, rør og tverrslagsporter (NVE, Retningslinjer nr. 1/2011).*

Aktuelle rørtyper er spiralsveiste stålrør, glassfiberarmerte umettede polyesterrør (GRP), polyetylenrør (PE) og duktile støpejernsrør, hvorav GRP- og støpejernsrør er de mest benyttede.

Fundamentering for rør kan i prinsippet enten være nedgravd eller på fundamentblokker. De ulike rørtypene har ulikt krav til fundamentering grunnet blant annet materialtype, skjøtemetode og hvordan kreftene overføres. De vanligste kombinasjonene er vist i tabellen nedenfor.

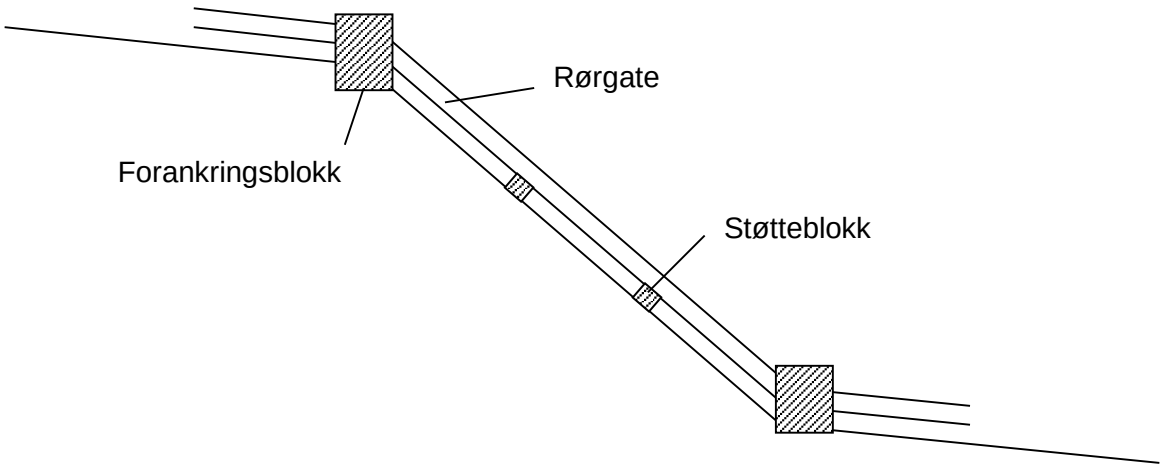
Rørtype	Nedgravd	På fundament
Stålrør		X
GRP-rør	X	X
PE-rør	(X)	
Duktile støpejernsrør	X	X

For mini- og mikroanlegg kan det være aktuelt å legge røret på bakken og klamre røret til berg. Dette er en enkel anleggsteknisk metode som først og fremst benyttes ved små rørdiametere for PE-rør og stålrør.

2.5.1 Rørgatefundamenter

Rørgater utføres nedgravd eller frittliggende, opplagt på fundamenter.

Betongfundamenter har ulik utforming etter hvilke krefter de skal ta opp, rørtype, om det er en støttebukk eller om de opptar krefter i en vinkelendring i rørgaten.



Kostnader for de forskjellige rørtypene finnes i kapittel 4.7 Rør (under Maskintekniske arbeider).

Utforming av rørfundamenter vil variere noe fra rørtype til rørtype, men her er det beregnet en midlere kostnad. Fundamentutforming finnes i leverandørens montasjeanvisninger. Assistanse kan også gis av erfarne rådgivere/entreprenører.

Beregnede bygnings- og anleggstekniske kostnader for rørgater omfatter her fundamenter for frittliggende rørgate, og er gitt under.

Rydding i trasé, inkl. fjellrensk	55 kr/m^2
Graving, inkl. opplasting og transport	135 kr/m^3
Spregning	300 kr/m^3
Forankringsbolter	1200 kr/stk
Forskaling (ensidig)	1300 kr/m^2
Armering	19 kr/kg
Betong (småstøper)	3500 kr/m^3

I tillegg er følgende forutsetninger lagt til grunn:

Avstand mellom fundamenter:	9 m (stål) / 6 m (GRP)
Avstand mellom forankringsklosser:	60 m
Gjennomsnittlig fundamenthøyde fra terreng til underkant rør:	1 m

Kostnadskurve beregnet for moderate fall og gode grunnforhold, se figur 2.5.1.

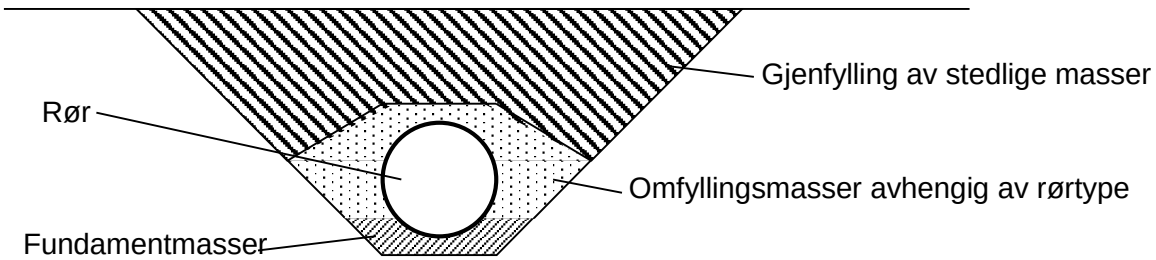
Kostnader for rørgatefundamenter er svært avhengig av forankringsklossenes størrelse som dimensjoneres i hht. vanntrykk, retningsendringer og rørdiameter. Dersom forankringsklossen legges ved horisontalbend i fjellskjæring/fjellgrøft kan betongvolumet reduseres betydelig.

2.5.2 Rørgrøfter

Til bruk i kostnadsvurdering for nedgravde rør er det utarbeidet kostnadstabeller for jordgrøfter og kombinerte jord/fjellgrøfter. Tabellene gjelder grøfter i relativt lett terreng.

For nedgraving er de mest aktuelle rørene GRP- og støpejernsrør. PE-rør kan også være aktuelt, med da ved lave trykk og i lett terreng.

Typisk grøftesnitt for nedgravd rør kan være som vist i skissen nedenfor:



Helning av grøfteskråningen er satt til 1:1 for jordgrøfter og 5:1 for fjellgrøfter. Bunnbredde av grøft settes lik rørdiameter pluss 1,0 m.

Kostnadene i tabellene omfatter alle entreprenørkostnader for graving, sprengning og tilbakefylling fra 30 cm over rør. Kostnader til eventuell avstivning av grøftene er ikke medtatt.

Omfylling rundt rør er inkludert i prisene, og er basert på bruk av stedlige masser. Dersom stedlige masser ikke kan benyttes må det regnes et tillegg på ca. 180 kr/m^3 for levering av omfyllingsmassen.

Anleggsvei som må bygges i forbindelse med graving av grøft og legging av rør er ikke inkludert i prisen, men må regnes separat. Kostnadene med vei kan bli betydelige, spesielt ved terreng brattere enn 1:5.

Kostnaden for fjellgrøfter settes lik kostnaden for kombinerte jord/ fjellgrøfter.

For å kunne kostnadsberegne rørgrøfter er det nødvendig med en terrengprofil og en grundig vurdering av de stedlige forholdene. Ulendt og/eller bratt terreng og vanskelig adkomst har stor innflytelse for de totale kostnadene.

Usikkerhet i kostnadsangivelse for moderat terreng kan settes lik ± 30 %.

Enhetspriser som er benyttet:

- Vegetasjonsrydding 55 kr/ m^2
- Graving 85 kr/m^3
- Fjellrensk 100 kr/m^2

- Spregning 600 kr/m^3
- Omfyllingsmasser 180 kr/m^3
  (håndtering av stedlig masse)
- Tilbakefylling 140 kr/m^3

Grøftekostnad (kr/lm). Grøftebredde lik 1,5 m i bunn.

Total grøftedybde:	1,5 m	2,0 m	3,0 m	4,0 m
Jordgrøft	1380	2000	3570	5600
Fjellgrøft eller kombinerte Jord-/fjellgrøfter	2030	2680	4160	5880

Grøftekostnad (kr/lm). Grøftebredde lik 2,5 m i bunn

Total grøftedybde:	1,5 m	2,0 m	3,0 m	4,0 m
Jordgrøft	1790	2520	4320	6570
Fjellgrøft eller kombinerte Jord-/fjellgrøfter	3020	3970	6040	8340

2.5.3 Kanaler

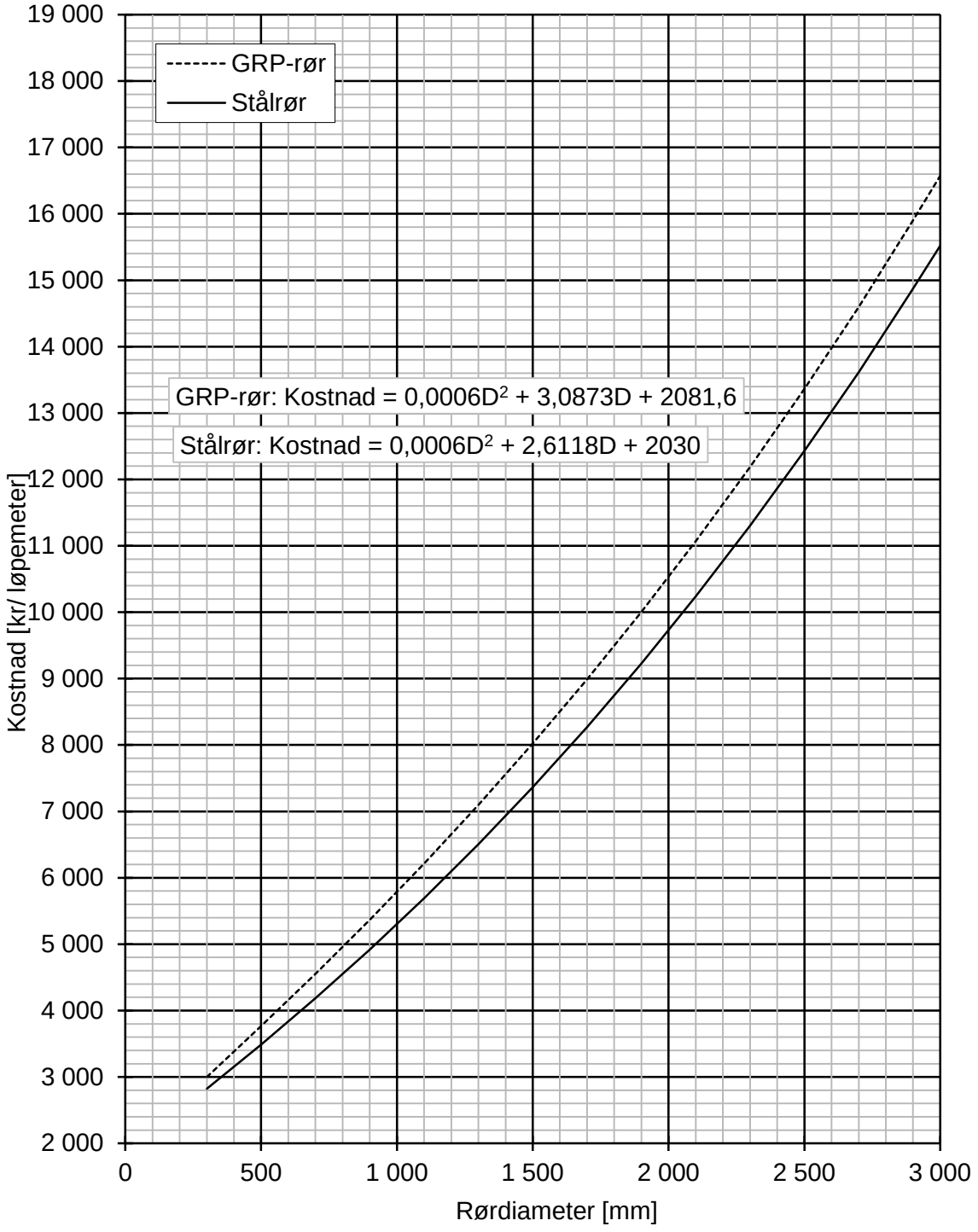
Dersom forholdene tilsier det kan kanaler være et gunstig alternativ til for eksempel rør. Det er her forutsatt at massene er tette og at fôring/erosjonshud ikke er nødvendig.

Beregnet kostnadskurve (Fig 2.5.2) er basert på arbeid i moderat terreng og med følgende enhetspriser:

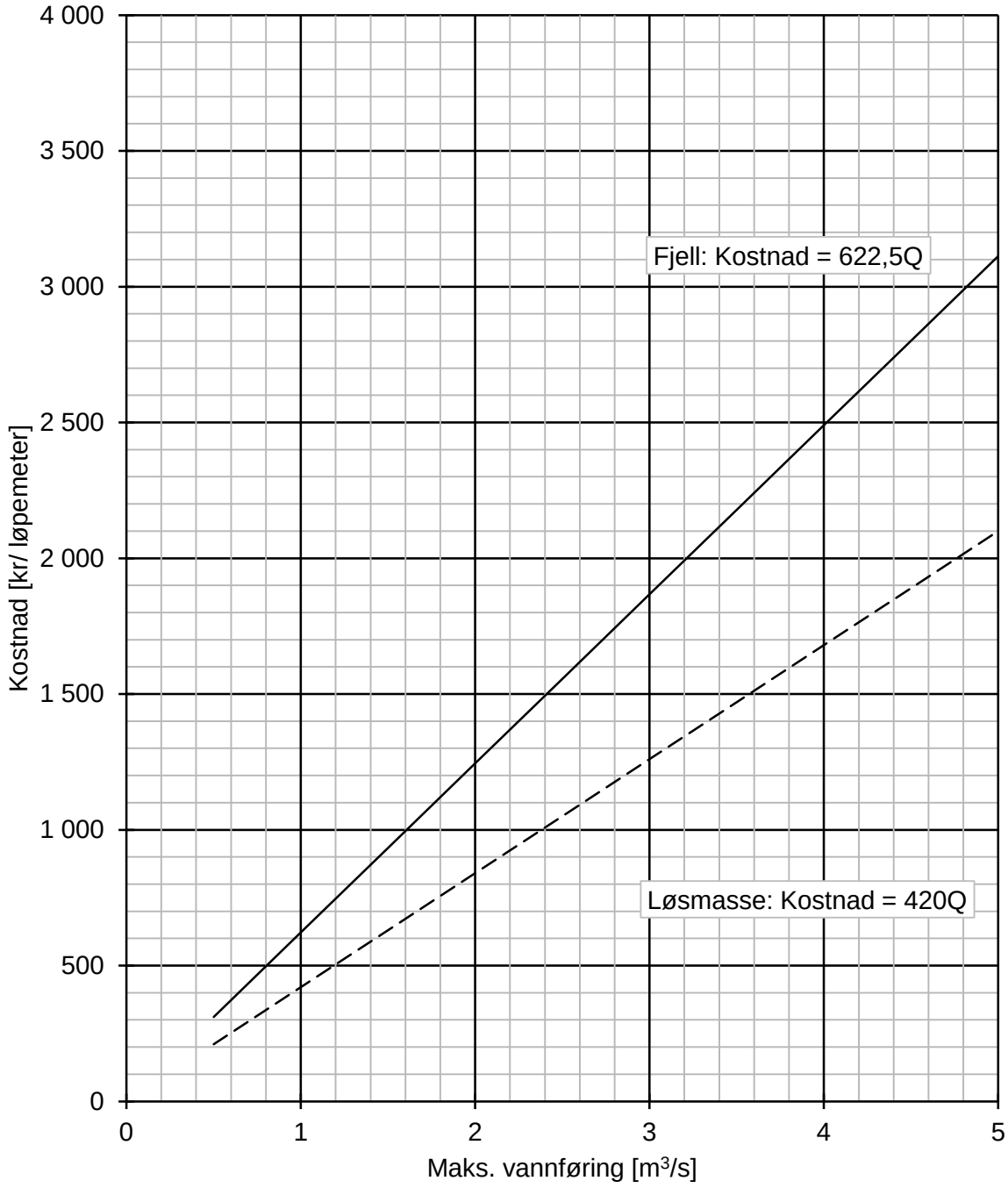
Vegetasjonsrydding	55 kr/m^2
Graving	85 kr/m^3
Spregning	300 kr/m^3

Uforutsette kostnader er <u>ikke</u> medtatt.

Usikkerhet i beregningene kan settes lik ± 30 %.



Fundamentkostnader for frittliggende	Prisnivå pr. jan. 2015	
Avstand mellom fundamenter: Stål: 9 m og GRP: 6 m Avstand mellom forankringsklosser: 60 m Gjennomsnittlig fundamenthøyde uk. rør: 1 m Beregnede kostnader gjelder moderate fall og gode grunnforhold.	Norges vassdrags- og energidirektorat NVE	Fig 2.5.1



Bunnbredde kanal: 1-2 m

– – – Løsmasse ——— Fjell

Kostnader kanaler	Prisnivå pr. jan. 2015	
Forutsatt maks. vannhastighet i løsmassekanal: 0,5 m/s Forutsatt maks. vannhastighet i utsprengt kanal: 0,7 m/s Enhetspris rydding, graving og sprenging; henholdsvis: 55 kr/m^2, 85 kr/m^3 og 300 kr/m^3 Ekskl. plastring/tetting.	Norges vassdrags- og energidirektorat NVE	Fig 2.5.2

2.6 Bergarbeider

Bergarbeider for små kraftverk forekommer og det er derfor sett på kostnadene for såkalte "minstetverrsnitt", rimeligste tunneltverrsnitt knyttet til tunnellengde.

Det er også beregnet kostnader for grovhullsboring.

Kostnader for bergarbeider er i stor grad avhengig av bergkvaliteten og de geologiske forholdene, som kan variere mye innenfor små avstander. Kostnadene for bergarbeider i vanskelig berg kan fort bli 3-4 ganger større enn i godt berg og lokalt enda høyere. I Norge har vi stort sett gunstige bergforhold, men forkastninger og sprekker som vanligvis viser seg som forsenkninger i terrenget har ofte dårligere kvalitet. Man bør unngå å legge tunneler eller borehull i samme retning som disse. Se også kapittel 2.6.3.

2.6.1 Tunnel minstetverrsnitt

Kostnader er beregnet for tverrsnitt fra 10-22 m^2, drevet med konvensjonell tunneldrift. Det er beregnet to kurver, en for gunstige forhold og en for ugunstige forhold (Fig. 2.6.1).

I tunnelkostnadene inngår 20 % tillegg for bergsikring, noe som er normalt i godt berg. For små kraftanlegg vil dårlig bergkvalitet kunne utelukke tunnel som vannvei.

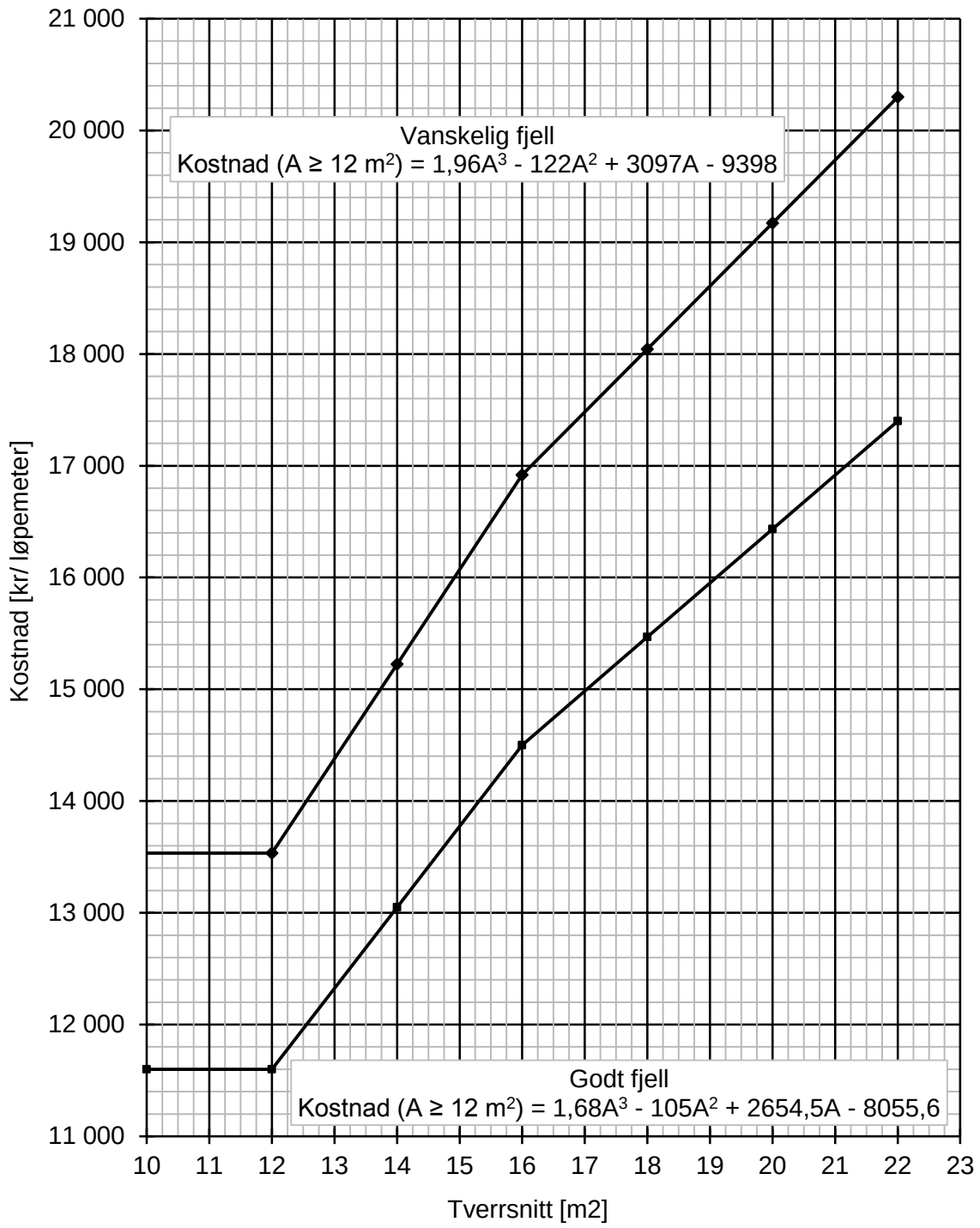
2.6.2 Grovhullsboring

For grovhullsboring er det angitt tre kurver, fordelt på god, middels og dårlig borbarhet (Fig. 2.6.2). Kostnadene gjelder for boring av pilothull som utvides (opprømmes) med opptrekking av borkrone.

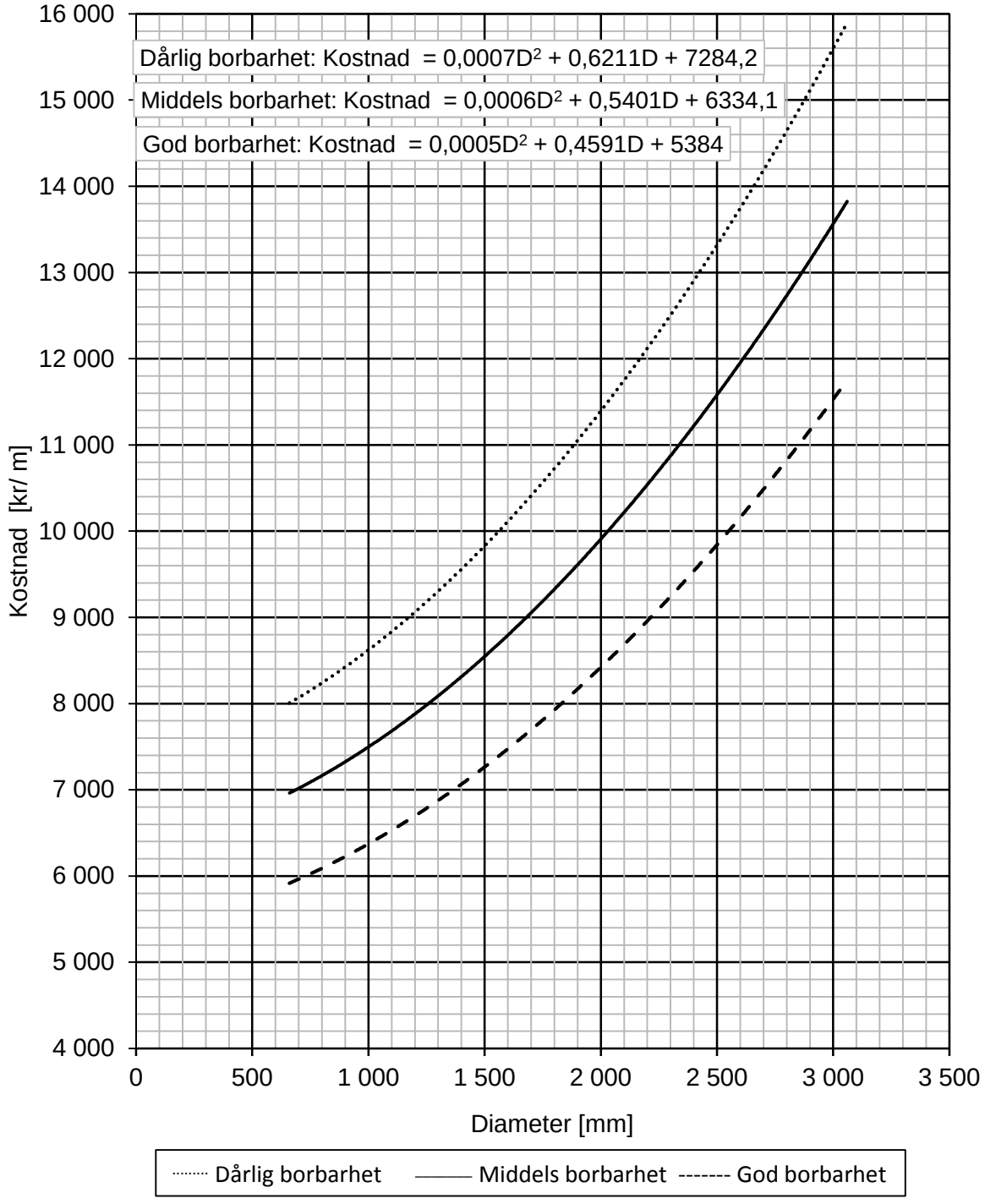
Her er det ikke medtatt kostnader for bergsikring. Dette gjøres normalt ikke i godt berg, men bør vurderes i hvert enkelt tilfelle.

Det er mer kostbart pr. meter å bore et langt hull enn et kort hull. Fra en borelengde på ca. 200 meter og opp til 500 meter bør kostnaden korrigeres med en faktor lineært økende fra 1,0 til 1,25.

På grunn av usikkerhet knyttet til retningen av pilothullet, bores det sjelden mer enn 500 meter med denne metoden. Maksimal borelengde er opp til 3500 meter i dag og slike lengder krever retningsstyring av borhodet, jf. pkt. 2.6.3. Denne teknologien er under rask utvikling.



Kostnader tunnel - minstetverrsnitt	Prisnivå pr. jan. 2015	
Last og bær: 12-16 m2, max stigning 1:5, 0-1 km lengde Nisje-lasting: 18-22 m2, max stigning 1:6,5, 1-3 km lengde Tunnelkostnadene inkluderer 20% fjellsikring I vanskelig fjell er det medtatt 40% fjellsikring	Norges vassdrags- og energidirektorat NVE	Fig 2.6.1



Kostnader grovhullsboring	Prisnivå pr. jan. 2015	
Fjellsikringskostnader ikke medtatt Sjaktlengde min. 150 m Sjakthelning: 45-90 grader	Norges vassdrags- og energidirektorat NVE	Fig 2.6.2

2.6.3 Retningsstyrt fullprofilboring

Med utgangspunkt i en helt ny teknologi basert på elektrisk drevet utstyr og en ikke-roterende borestreng, er det utviklet boreutstyr for retningsstyrt fullprofilboring over lange avstander og store høydeforskjeller. Trykksjakter for vannkraftverk kan drives effektivt og med minimale naturinngrep da teknologien er basert på å bore nedenfra og oppover uten inngrep i høyereliggende terreng. Integrert navigasjonsutrustning og system for retningskontroll gjør det mulig å bore i kurver og treffe ønsket utslagssted med stor presisjon. Med utstyr som nå er i drift kan det bores tunneler med diameter i området 0,7 m og opp til 1,5 m over lengder på opp til ca. 1,5 km.

Denne teknologien er i stadig utvikling. I pågående utviklingsarbeider legges det vekt på å øke effektivitet og driftssikkerhet på etablert utstyr. Etablerte utstyrsvarianter er tilrettelagt for boring på stigning fra ca. 4 grader og oppover. I pågående utviklingsarbeider legges det også vekt på å tilrettelegge utstyrsvarianter for boring horisontalt og på synk, samt at det også utvikles flere diameteralternativer i området 0,4 m til 1,5 m. Tilrettelegging av utstyrsvarianter for utførelse av boreoppdrag i veiløst terreng inngår også i videreutviklingsprogrammer ved at moduler som inngår i boreutrustningen designes med vekter tilpasset for transport med helikopter.

Under utvikling og design av utstyr legges det vekt på at utstyr er tilrettelagt for effektive transport- og riggløsninger. Utførelse av boreoppdrag tilbys til fast pris for spesifiserte anlegg. Grove budsjettpriser for ferdige boreløsninger med diameter på ca. 700 mm er 10 000 – 12 000 kr/m. For løsninger med diametere fra 1200 mm til 1500 mm er kostnadsnivået i området fra 16 000 til 20 000 kr/m. Det er også utviklet spesialtilpasset utstyr for leveranse av fôringsløsninger for hele eller de delene av tunnelene som bores. Arbeid med montasje av stålrør for fôring gjennomføres fra laveste ende av tunnelen.

2.7 Transportanlegg

2.7.1 Anleggsveier

Som grunnlag for beregning av kostnader for bygging av anleggsveier er det benyttet erfaringstall fra ulike vannkraftanlegg.

Kostnadene vil variere mye avhengig av topografi og tilgjengelighet av masser, samt standard på anleggsveien.

Det er forutsatt at opparbeidet anleggsvei holder en standard tilsvarende skogsbilvei klasse 3.

Kostnadene omfatter ferdig opparbeidet vei med planlegging, utstikking, graving, spregning, stikkrenner, utlegging av bærelag og oppgrusing. Omfanget av de enkelte delene, som f.eks. spregning og tilkjøring av masser, vil ha stor innvirkning på prisen.

Kostnader for ferdig opparbeidet anleggsvei:

- Anleggsvei i lett terreng: 1000 kr/løpemeter vei.
- Anleggsvei i moderat terreng: 1500 kr/løpemeter vei.
- Anleggsvei i vanskelig terreng: 3000 kr/løpemeter vei.

For vedlikehold av anleggsveien i anleggsperioden antas dette å ligge på ca. 10 % av anleggsveikostnadene.

For små og enkle broer ligger kostnadene i størrelsesorden 25 000 kr/m^2 kjørebane (broflate).

2.7.2 Helikoptertransport

2.7.2.1 Generelt

Utgifter til helikoptertransport vil variere med en rekke forskjellige forhold. Bruk av helikopter må vurderes nøye i forbindelse med små kraftverk.

I det følgende er det oppgitt både gjennomsnittskostnader og en del nøkkeldata slik at kostnadene kan beregnes på et felles grunnlag der en kjenner anleggsforholdene mer i detalj.

De angitte kostnadene er totale kostnader som påløper pga. helikoptertransport.

Tabell 2.7.2.A. Betongtransport m/helikopter. Gjennomsnittlig transportkapasitet

Avstand i km (en vei)	Transportvolum, m^3 betong/time	
	Helikopter med lasteevne ca. 3 tonn	Helikopter med lasteevne ca. 1 tonn
1	12	6,5
5	7,5	3,1
10	4,0	1,7
15	3,0	1,3

Tabell 2.7.2.B. Helikopter flytider

T/R-tider ved normale transportforhold

Avstand i km (en vei)	Normal last (min.)	Betongtransport (min.)	Brakketransport (min.)
1	3	4	6
5	7	8	10

Ved lengre avstander økes flytiden med 1 min/km.

Høydedifferanse inntil 15 % av avstand er inkludert i tabellen. Ved større høydedifferanser kan flytid beregnes ved å legge 0,5 km til avstand pr. ekstra 100 m høyde.

2.7.2.2 Transportpriser for helikopter

Arbeider som utføres med bruk av helikopter vil normalt bli betydelig mer kostbare. Avsides beliggenhet med transport av både mannskap og materialer med helikopter gir høye enhetspriser. Prisene øker normalt vesentlig mer enn transportprisen oppgitt av helikopterselskapet.

Pris for et transportoppdrag framkommer som sum av pris for flygning tur/retur helikopterbasen og utgangspunktet for oppdraget, pluss flygninger innen anleggsområdet. Hastigheten ved langdistanseflygning uten last kan settes til 200 km/t. Ved flygning med betonglast kan hastigheten settes til 60 km/t.

Det benyttes normalt helikopter med lasteevne fra ca. 1 tonn til 3 tonn. De forskjellige selskaper tilbyr forskjellige maskiner fra forskjellige baser. Det er også flere typer maskiner som tilbys med lastekapasitet mellom de som er angitt her. Generelt blir prisen pr. tonn relativt lik uansett valg av maskin.

Det foreslås benyttet følgende enhetspriser for slike arbeider:

- Forskaling 2000 kr/m^3
- Armering 30 kr/kg
- Betong 9000 kr/m^3

Priser på ren helikoptertransport som oppgitt av helikopterselskap uten entreprenørens påslag er gitt i tabellen nedenfor. Prisen angis i kroner pr. time effektiv flytid og er i prinsippet lik for tilflygning og for flygning innen anleggsområdet. Ofte vil det være mulig å oppnå rabatt på tilflygningen. Ved god planlegging og enkel «annonsering» for samkjøring med andre prosjekter i området kan tilflygningskostnadene reduseres.

Tabell 2.7.2.C. Helikopterleiekostnad

Type	Leiekostnad kr/driftstime	Lastekapasitet
Liten maskin	15 000	Ca. 1,0 t
Stor maskin	55 000	Ca. 3,0 t

3 ELEKTROTEKNISKE ARBEIDER

3.1 Generelt

Prisgrunnlaget gir oversikt over elektrotekniske installasjoner i kraftstasjoner, og gjenspeiler prisnivået med normalt leveringsomfang og utstyr. De vedlagte priskurvene reflekterer elektroutstyr for aggregat større enn 500 kW. For aggregat mindre enn 500 kW inngår som regel det elektrotekniske utstyret som del av turbinleveransen og er prismessig inkludert i priskurvene for turbin.

For småkraftverk er det viktig at det elektrotekniske utstyret skal være enklest mulig, men allikevel funksjonelt og pålitelig. Prisgrunnlaget forutsetter kontrollanlegg basert på hvilestrømsprinsippet, og asynkrongenerator for aggregat mindre enn 1000 kVA. Videre forutsettes at kraftstasjonen skal levere strøm ut på 22 kV distribusjonsnett.

Prisgrunnlaget er i hovedsak basert på innhentede priser fra norske anlegg bygget de siste fem årene, med hovedvekt på de siste 1-2 år der det foreligger tilstrekkelig underlag.
Det har i forskjellige sammenhenger vært innhentet budsjettpriser fra forskjellige leverandører. Noe av forklaringen på sprik i kostnader kan være at noen leverandører ønsker å ta høyde for mulige tillegg og derfor foreslår en noe for dyr løsning, mens andre bruker priser for løsninger som kanskje ikke er komplette og derfor framstår som for billig. Budsjettpriser kan også være mangelfulle med hensyn til prosjekteringskostnader, montasje og idriftsettelseskostnader som påløper.

Tilsvarende som for maskin, og i enda sterkere grad, er kostnadene for elektrotekniske komponenter styrt av verdenskonjunkturen. Prisen på elektrotekniske komponenter har tilsynelatende steget jevnt, men moderat, i perioden siden 2010.

Prisøkningen på generatorer ligger i størrelsesorden 0-10 %. For krafttransformatorer har det vært en tilbakegang i pris. Prisene på transformator har sunket med 0-10 %.

Prisene for kontrollanlegg og koblingsanlegg har tidligere vært framstilt i to forskjellige kapitler med tilhørende grafer. Vanligvis vil disse to installasjonene bli levert som en fellespakke fra leverandøren og det er derfor valgt å legge disse sammen i kostnadsgrunnlaget for 2015. Samtidig er de samlede kostnadene redusert i forhold til kostnadene i 2010, da disse har vist seg å være noe høye.

Etter dagens regler må nye og oppgraderte kraftverk settes i drift innen utgangen av 2021 for å komme med i elsertifikatordningen. Det har derfor vært antydet en høy aktivitet fram mot 2021 som vil kunne påvirke prisnivået i markedet, men foreløpig har en slik tendens ikke vist seg.

Følgende hovedkomponenter presenteres:

- Generatorer
- Transformator
- Apparat og kontrollanlegg
- Kraftledning

3.1.1 Effektfaktor (cos Φ)

Ytelsen for elektrotekniske komponenter som generatorer, transformatorer og apparater angis i kVA. I kapitlene for bygningstekniske og maskintekniske installasjoner brukes kW som mål for ytelsen. Av hensyn til sammenhengen mellom kapitlene brukes kW også for elektroteknisk utstyr. Det er antatt en fast effektfaktor (cos Φ) på 0,85 for anlegg over 2 MVA

og 0,90 for anlegg under 2 MVA. Dette medfører at den elektriske ytelsen i kVA er henholdsvis 18 % og 11 % høyere enn den som er angitt i kW.

3.2 Generatorer

Omfang

Prisgrunnlaget gjelder luftkjølte generatorer med ytelser i området 500-2 000 kVA, og vannkjølte generatorer med ytelser i området 2 000-10 000 kVA. Aggregat med ytelse mindre enn 500 kVA selges som regel som del av en pakke sammen med turbin og annet utstyr.

De fleste anlegg av denne størrelse benytter horisontale maskiner. I prisgrunnlaget er det forutsatt en opplagring som kan bære turbinen på fri aksel. Likeledes er det forutsatt naturlig svingmasse, og uten svinghjul. Prisene er videre basert på maskiner med turtall fra 1000 til 375 o/min (synkront turtall). Saktegående generatorer er i liten grad standardisert og blir derfor noe dyrere. I figur 3.2.1a og 3.2.1b er pris for maskiner med turtall mellom 500 og 750 o/min lagt til grunn for grafen. Dersom den valgte maskinen har et høyere turtall enn 750 o/min vil prisen være i det «lavere prisområdet», er turtallet lavere enn 500 o/min vil prisen være i det «høyere prisområdet».

Aggregater med turtall 375 o/min og lavere er ikke omfattet av prisundersøkelsen. Det vil i slike tilfeller ofte være lønnsomt å vurdere gir mellom turbin og generator for å øke turtallet på generatoren.

Ventilasjon

Kraftstasjonens ventilasjonssystem må være dimensjonert for å fjerne tapsvarmen fra generatoren, som typisk utgjør 2-3 % av nominell effekt med luftkjølt generator. Vinterstid kan noe av denne varmen utnyttes til oppvarming av maskinsal. Ventilasjonsåpninger for innluft bør være utstyrt med hensiktsmessig luftfilter.

Prisnivå

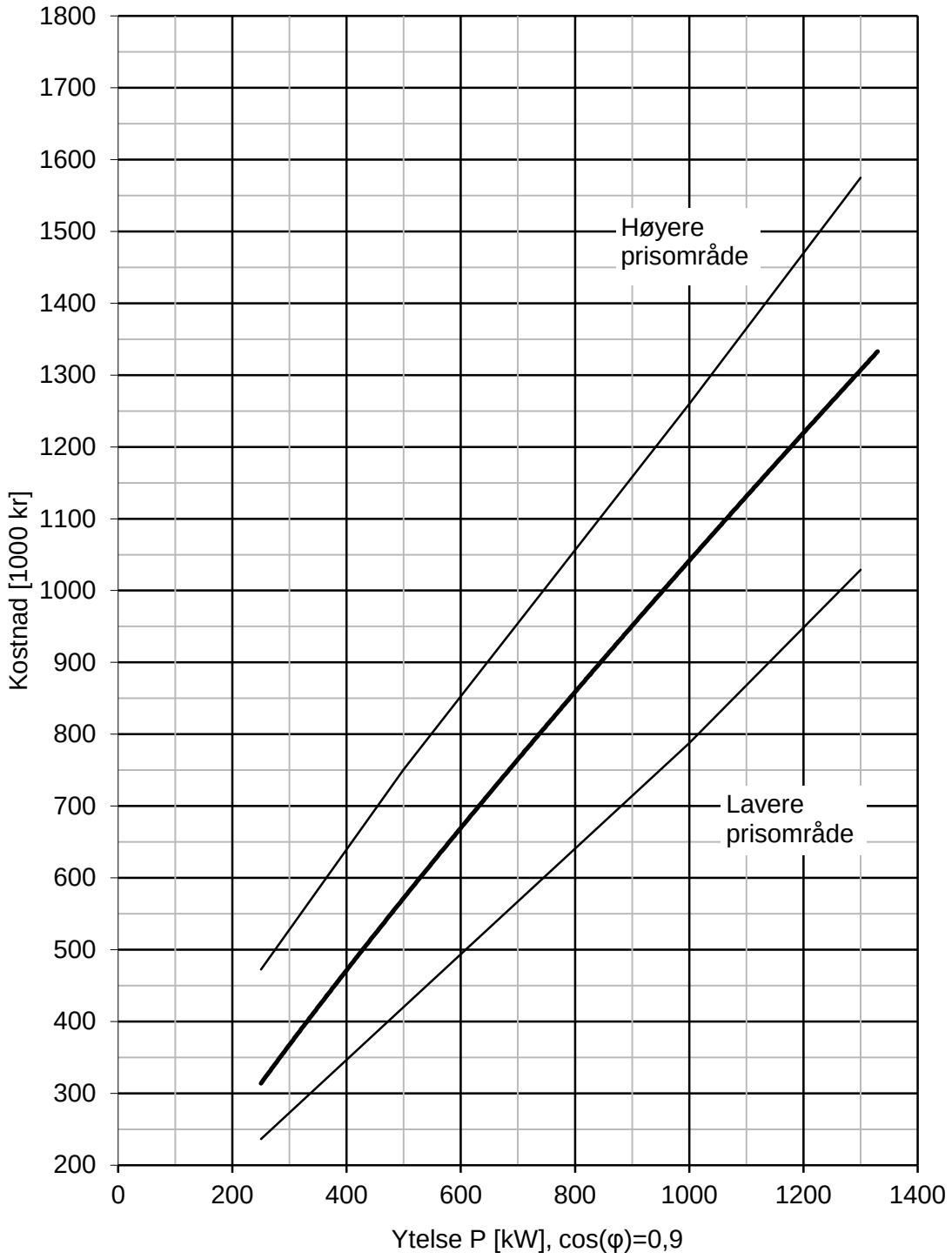
Prisene er basert på innhentede opplysninger om gjennomførte prosjekter og på tilbud fra aktuelle produsenter og leverandører i Norge.

I det følgende angis påregnelige prisavvik for diverse aktuelle endringer/tillegg ut over det omfanget som er skissert som utgangspunkt for de oppgitte priser:

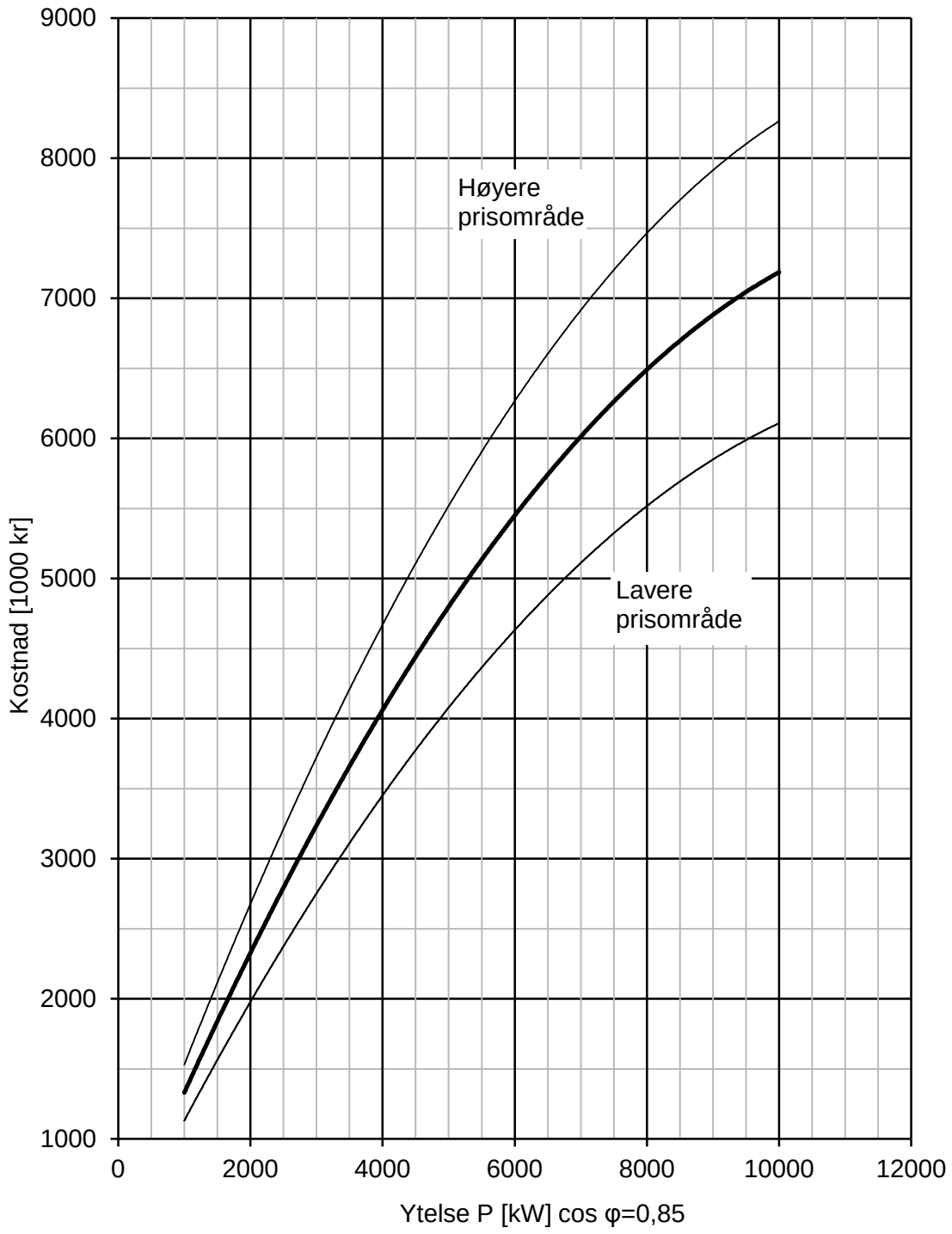
- Tillegg for vertikal oppstilling: +10 %
- Fradrag for asynkrongenerator: -5 %
  (lite aktuelt for generatorer større enn ca. 1 000 kVA)

Generatorspenningen for maskiner med ytelse mindre enn 1 500 kVA er gjerne 400 V. Over 2 500 kVA er det gjerne høyspent, mens det for mellomområdet brukes 690 V.

Spenningsregulator leveres som standard komponent, som en del av generatoren.



Kostnader generator P < 1300 kW	Prisnivå pr. jan. 2015	
Generatorspenning som er typisk for ytelse Opplagring: Turbin på fri aksel Svingmasse: Normal uten svinghjul Oppstiling: Horisontalt aggregat	Norges vassdrags- og energidirektorat NVE	Fig 3.2.1a



Kostnader generator 1300 kW - 10 000 kW	Prisnivå pr. jan. 2015	
Generatorspenning som er typisk for ytelse Opplagring: Turbin på fri aksel Svingmasse: Normal uten svinghjul Oppstiling: Horisontalt aggregat	Norges vassdrags- og energidirektorat NVE	Fig 3.2.1b

3.3 Transformatorer

Krafttransformatorer
Prisundersøkelsen omfatter transformatorer for levering av kraft inn på 22 kV distribusjonsnett.

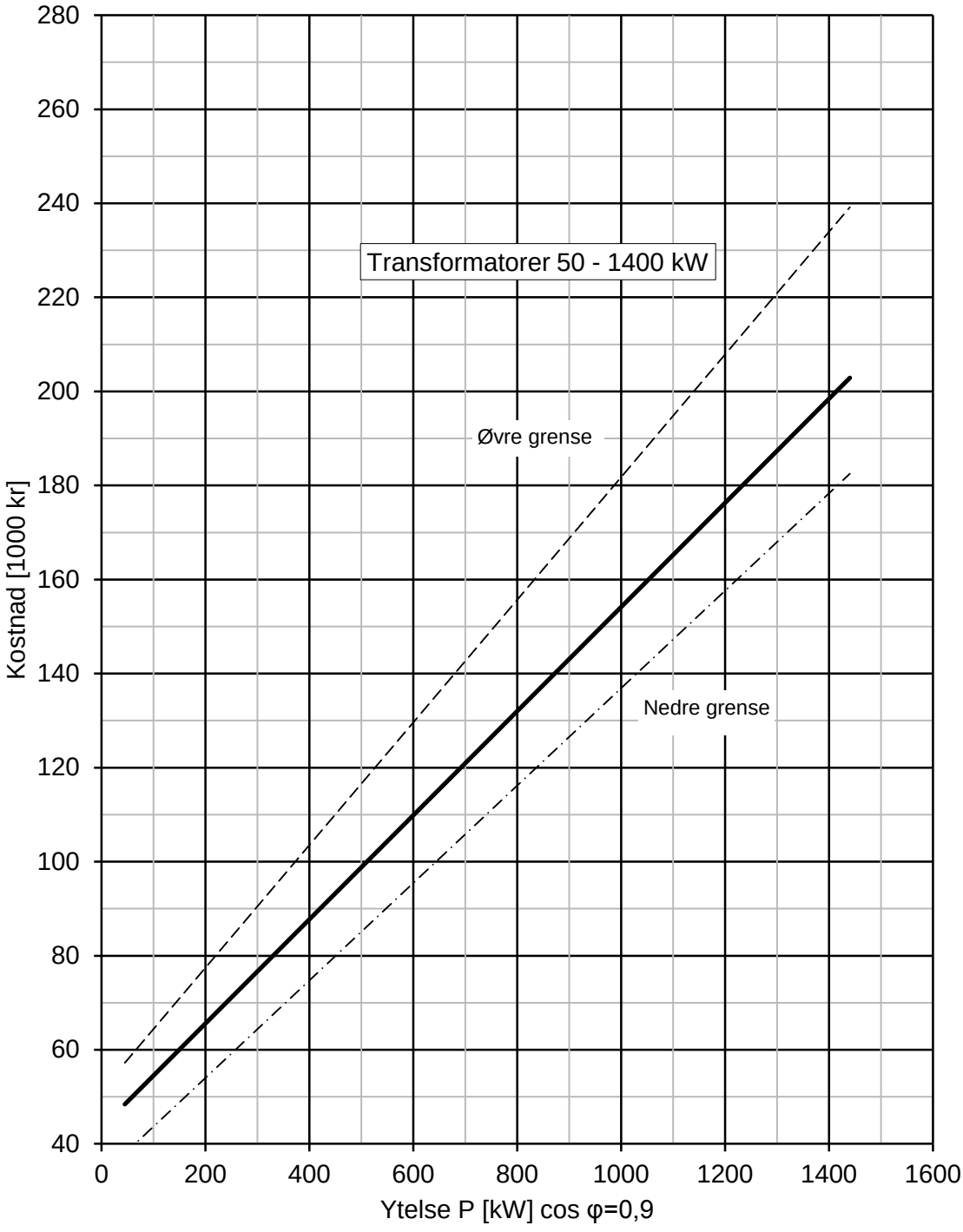
Transformatorer fra 1 600 kVA og nedover i størrelse er vanligvis standard oljefylte distribusjonstransformatorer. I mange tilfeller er det også blitt vanligere å benytte tørrisolerte transformatorer for disse ytelsene selv om disse er 0-5 % dyrere. Større transformatorer er ikke standardiserte på samme måte og koster derfor forholdsvis mer.

Det vanlige er at transformatorspenningen kan justeres i fem trinn ved hjelp av en trinnkobler som er laget for kobling i spenningsløs tilstand. Lastkoblere som kan justere spenningen under drift er svært kostbare og uaktuelle for denne typen anlegg.

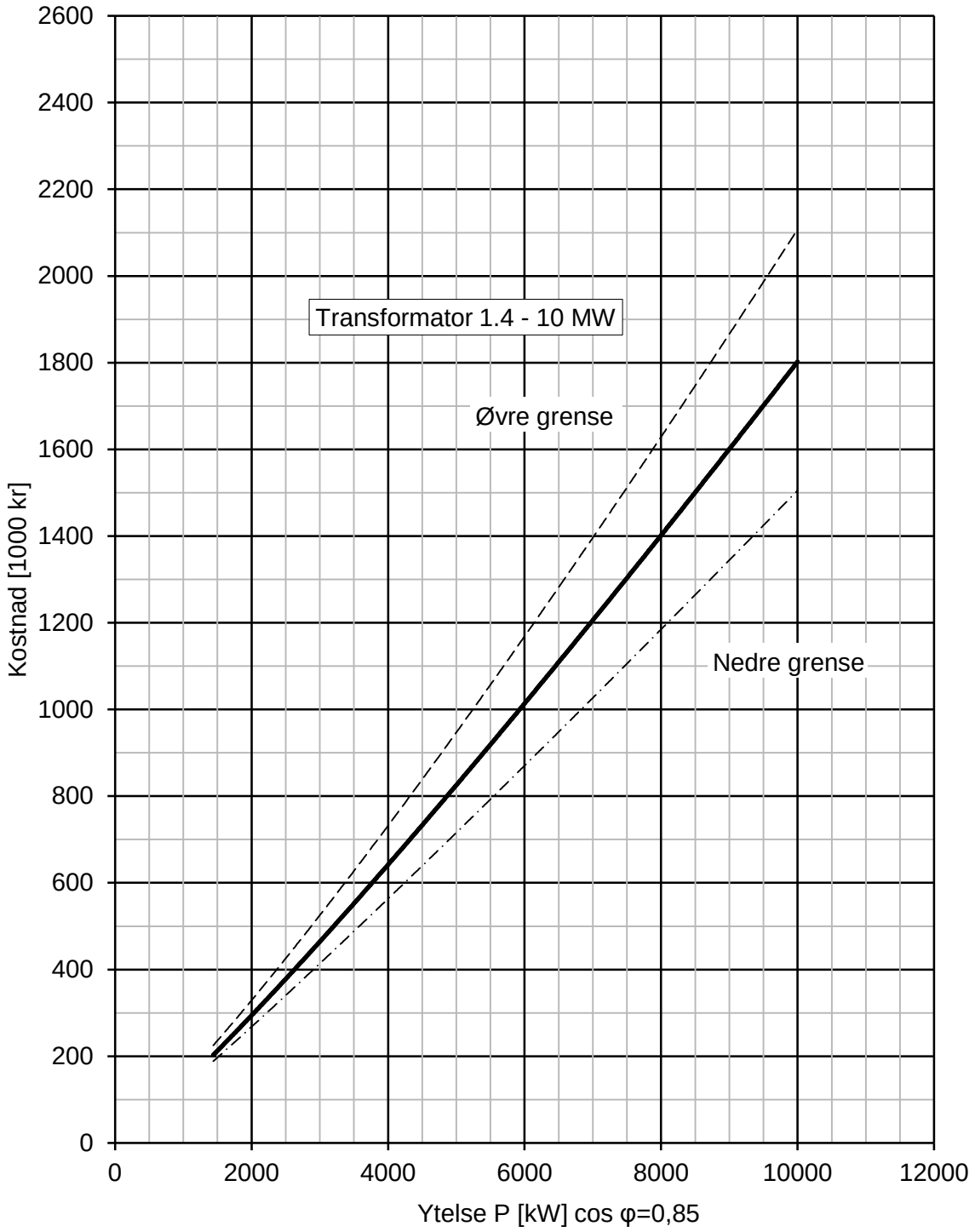
Kjøling
De fleste transformatorer for kraftstasjoner i denne klassen (småkraftverk) vil kunne oppstilles i friluft eller i godt ventilerte rom og er naturlig luftkjølte.

Prisnivå
Prisene er basert på gjennomførte prosjekter og innhentede tilbud for aktuelle prosjekter.

Det er ikke påkrevd med komplisert kontrollutrustning for transformator til småkraftverk. Som regel er det tilstrekkelig med temperaturvakt for beskyttelse mot overbelastning. For de aller største kan det også være aktuelt med gassvakt.



Kostnader krafttransformator < 1400 kW	Prisnivå pr. jan. 2015	
Lavspenningsside tilpasset generatorspenning	Norges vassdrags- og energidirektorat NVE	Fig 3.3.1a



Kostnader krafttransformator 1.4 MW - 10 MW	Prisnivå pr. jan. 2015	
Lavspenningsside tilpasset generatorspenning	Norges vassdrags- og energidirektorat NVE	Fig 3.3.1b

3.4 Apparat- og kontrollanlegg

Prisene er basert på leverte anlegg, tilbudte anlegg samt budsjettpriser fra leverandører av aktuelt utstyr de siste 1-2 år. Prisene ser ut til å steget moderat med ca. 10 % siden 2010.

I det følgende er det gitt en grafisk framstilling av prisnivået for apparat- og kontrollanlegg for anlegg med ett aggregat. Det er lagt til grunn to prisområder i grafen på grunn av forskjeller mellom anlegg opp til 2 MW og større anlegg fra 1,5 til 10 MW. Prisforskjellen mellom disse er betydelig ut fra kompleksiteten av anleggene.

Priser for anlegg med to eller flere aggregater er ikke beregnet, men man kan stort sett anta at prisen nesten dobles for et kraftverk med to aggregater.

Det er også inkludert hjelpeanlegg i prisen for apparat- og kontrollanlegg, dvs. høyspent og lavspent stasjonsforsyning, stasjonstransformator, høyspent og lavspent kabel, dieselaggregat, batterianlegg med DC-forsyning, jording, brannvarslings- og slukkeanlegg, brannmerking og tetning, samt tele- og datakommunikasjon.

<u>Apparatanlegg/koblingsanlegg</u>
Apparatanlegg for kraftstasjoner under 10 000 kVA er vanligvis enkle.

Det er forutsatt at leveransen avsluttes på stasjonsvegg, dvs. inklusive høyspentbrytere men eksklusive kabelforbindelser til høyspent kraftledning.

Netteier vil kreve tilknytningsavgift som skal dekke deres investeringskostnader. Netteier vil stå som eier av høyspentanlegget og ha drifts- og vedlikeholdsansvar for dette, dersom ikke utbygger tilfredsstiller offentlige krav. Denne kostnaden bør innkalkuleres i totalkostnaden for kraftverket. Kostnaden kan variere ut fra hvilken nettstruktur man knytter seg til. Dersom tilknytningspunktet er definert som en produksjonsradial vil man måtte ta den totale tilknytningskostnaden, mens dersom tilknytningspunktet defineres som et masket nett vil flere av konsumentene ha nytte av produksjonslinjen og det vil da være en kostnadsdeling mellom netteier og utbygger. Dette kalles anleggsbidrag (se også kapittel 1.3). Bestemmelser for dette er regulert i Forskrift om økonomisk og teknisk rapportering, inntektsramme for nettvirksomheten og tariffer §17-1. NVE har i lignende saker vurdert at dersom produksjonen utgjør over 80 % av total kapasitet på radialen vil anlegget være produksjonsrelatert.

Netteier kan kreve at det installeres kondensatorbatteri for fasekompensering i kraftverk med asynkronmaskiner. Dette kan i så fall redusere noe av prisfordelen som asynkronanlegg har kontra synkronanlegg.

<u>Kontrollanlegg</u>
Kontrollanlegg består normalt av:

- Aggregatkontroll
- Generatorvern
- Øvrig vern for koblingsanlegg og evt. for krafttransformator
- Kontrollfunksjoner for koblingsanlegg
- Vannstandsregulering
- Fjernkontroll (SCADA)
- Batterianlegg
- Stasjonstransformator
- Evt. lavspent installasjoner

De minste og mellomstore anleggene er vanligvis ikke beregnet å kunne forsyne på eget lokalt nett, såkalt øydrift. Det er derfor vanlig å bruke pådragsstyring. Netteier kan kreve at større anlegg skal kunne forsyne lokalt nett, f.eks. ved feil på overliggende nett. Dette innebærer turtallsregulering som er en noe mer kostbar løsning. Både pådragsstyring og

turtallsstyring kan integreres i aggregatkontrollen, men er ofte levert som separate enheter for større aggregat.

Aggregatkontroll omfatter start- og stoppfunksjonene til aggregatet og dets hjelpefunksjoner. Som regel er utstyr for automatisk synkronisering og vannstandsregulering integrert i kontrollanlegget. Driften av kraftverket bør være mest mulig automatisert. Det er type vassdrag og driftsfilosofi som bestemmer omfanget av automatikk.

For de fleste små kraftverk, kanskje med unntak av de aller minste, vil det være aktuelt med fjernkontroll. Dette kan leveres som enkle systemer velegnet for små anlegg, kun beregnet på å overføre et fåtall signaler over vanlig telefonlinje eller annet samband. Kraftverk som leverer kraft inn på samkjøringsnettet er pålagt å ha timeregistrerende kWh-teller som skal kunne fjernavleses av netteier.

Generatorvernet inneholder minimum:

- Overstrøms-/kortslutningsvern
- Retureffektvern
- Jordfeilvern

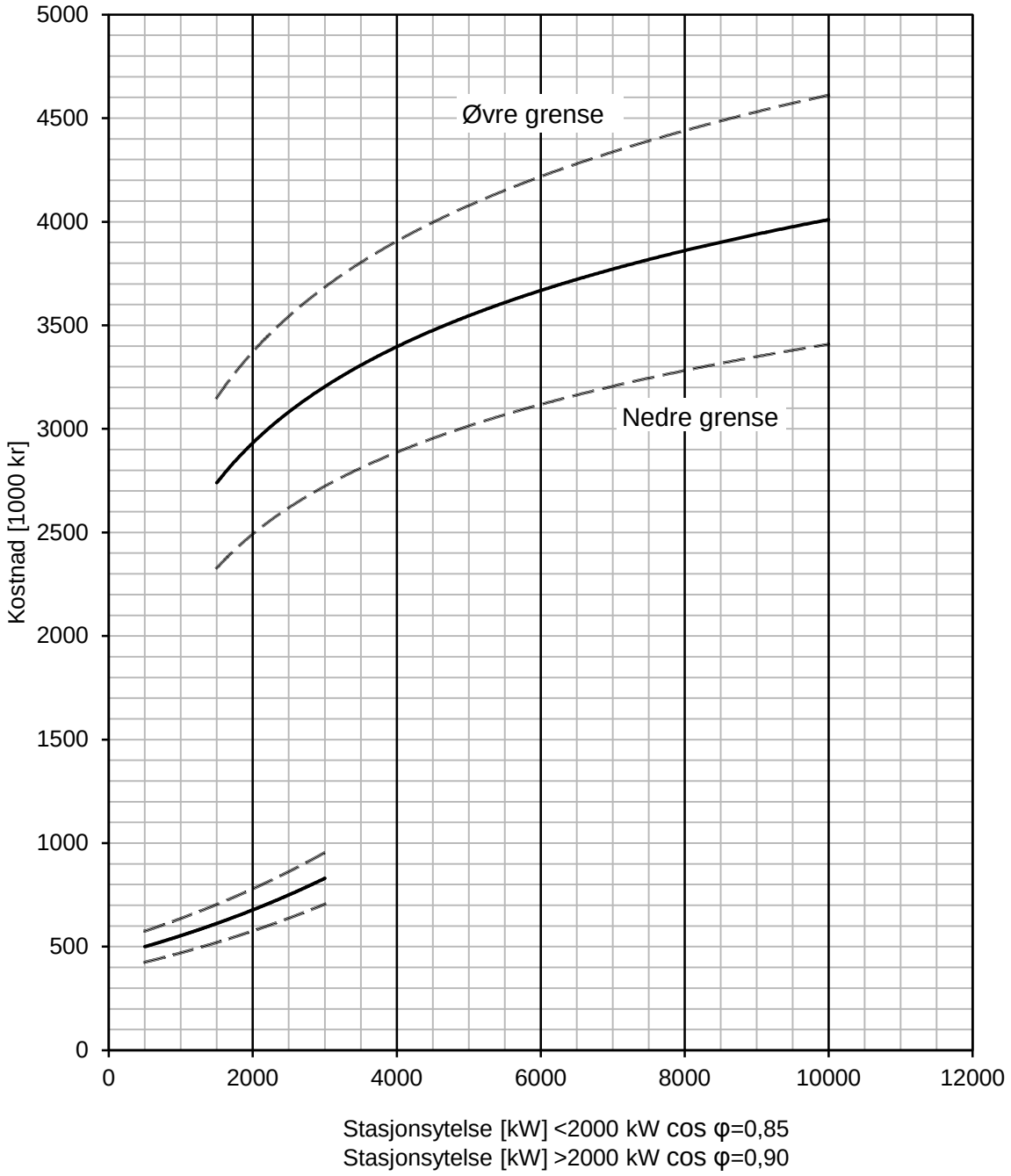
og eventuelt:

- Over-/underspenningsvern (kun for synkronmaskiner)
- Differensialvern (vanlig på maskiner større enn ca. 2000 kVA)

Øvrig vern kan bestå av:

- Overstrøms-/kortslutningsvern for utgående linjer
- Jordfeilvern for utgående linjer

Kraftstasjoner med generatorspenning større enn 400 V må ha egen stasjonstransformator for forsyning av hjelpestrøm til anlegget. Dette er inkludert i figur 3.4.1. Dette er små transformatorer, ofte tørrisolerte, kun beregnet å forsyne pumpemotorer, viftemotorer, batteriladere og annet hjelpeutstyr. Typiske priser for stasjonstransformatorer er fra ca. 30 000 til ca. 65 000 kroner for ytelser mellom 25 og 50 kVA.



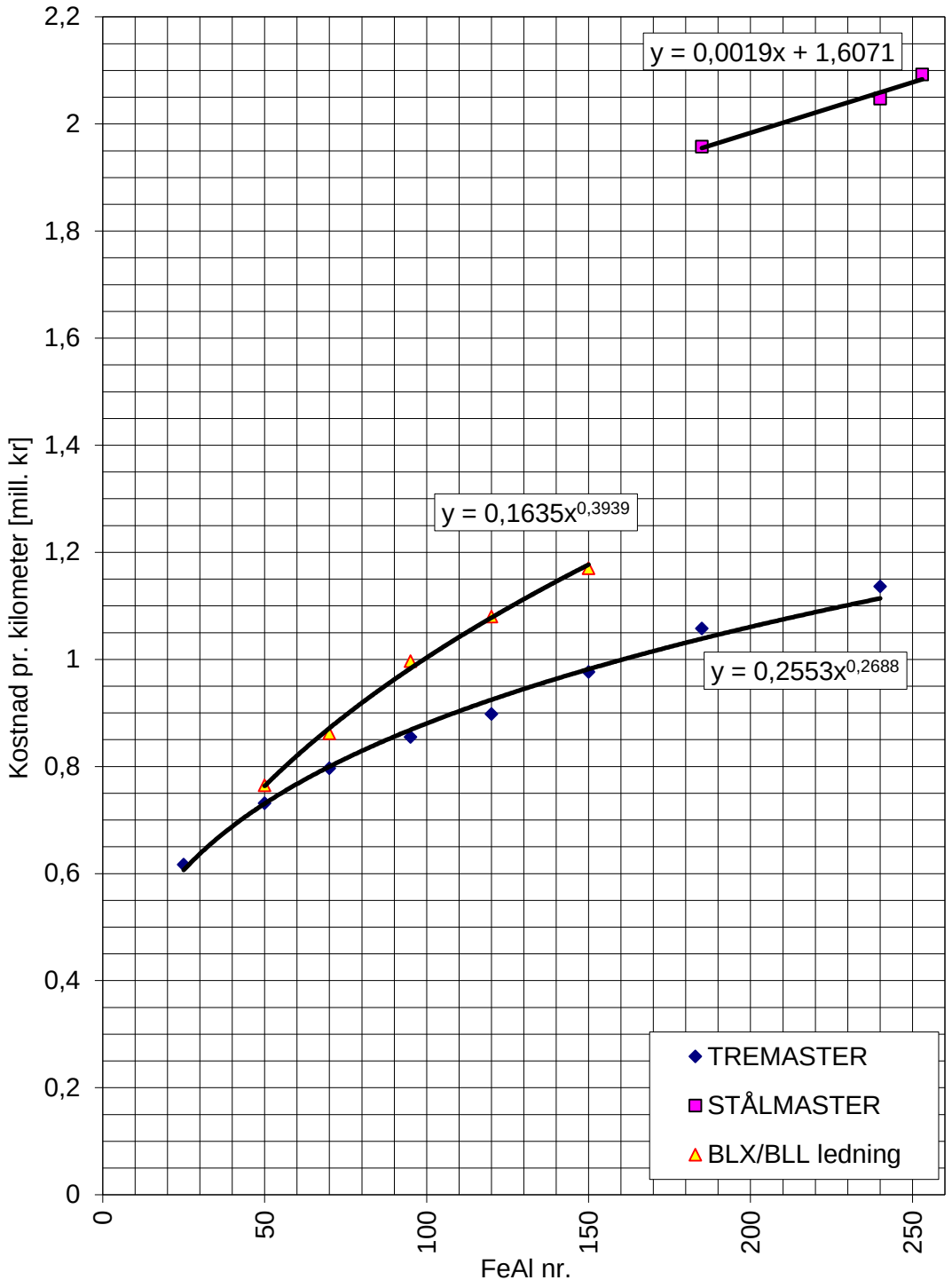
Kostnader apparat og koblingsanlegg 22 kV	Prisnivå pr. jan. 2015	
Følgende utstyr er inkludert: - Evt. høyspentbryter(e) - Evt. stasjonstransformator - Aggregatkontroll - Generatorvern - Batterianlegg m/likeretter - Evt. lavspent installasjoner	Norges vassdrags- og energidirektorat NVE	Fig 3.4.1

3.5 Kraftledning

Av de første ting som må undersøkes når kraftverk planlegges, er hvordan kraften skal kunne overføres inn på det lokale eller regionale elektrisitetsnettet. Et lovende prosjekt kan fort vise seg å være ulønnsomt dersom det betinger bygging av en ny og forholdsvis lang kraftledning eller dersom en eksisterende kraftledning må opprustes.

Priser på kraftledninger (utført både som kabelanlegg og som luftledning) varierer sterkt avhengig av terreng- og klimaforholdene. Det er derfor viktig å innhente råd og prisoverslag fra en linjeentreprenør, konsulent eller den lokale netteieren på et tidlig stadium i forundersøkelsen. Prisene har også steget betydelig mer enn for andre elektrotekniske anleggsdeler siden 2010. For mer informasjon om kraftlinjer henvises det til kapittel 3.8 i NVEs Kostnadsgrunnlag for vannkraftanlegg (> 10 MW)

Figur 3.5.1 viser de totale kostnader som må påregnes når et elverk bygger linjer i egen regi. Det vil si at også materiell- og lønnskostnader er inkludert.



Luftlinje med systemspenning 22 kV	Prisnivå pr. jan. 2015
Totale kostnader Normalt terreng Toleranser: +/- 20 % Vanskelig terreng: + 50 %	Norges vassdrags- og energidirektorat NVE Fig 3.5.1

4 MASKINTEKNISKE ARBEIDER

4.1 Generelt

4.1.1 Leveranseomfang

Leveranser av maskintekniske arbeider omfatter generelt utstyr komplett montert og idriftsatt, hvis annet ikke er oppgitt i kommentaren til hver enkelt priskurve.

Leveransen omfatter derimot ikke:

- Bygge- og anleggsmessige arbeider
- Ventilasjon, lys- og varmeinstallasjon i kraftstasjonen
- Strøm til inntaket
- Reservedeler
- Merverdiavgift
- Byggherreutgifter
- Uforutsett

4.1.2 Prisgrunnlag

Prisene er i hovedsak basert på anlegg bygget de siste fem årene. For en del komponenter er også eldre priser benyttet for å gi et bredere grunnlag. Prisene er justert for prisstigning fram til 2015.

Siden forrige oppdatering av kostnadsgrunnlaget i 2010 er det en betydelig variasjon i kostnadsøkningen på de forskjellige komponentene. Enkelte komponentgrupper har hatt mer enn 50 % økning i pris, mens andre har omtrent samme pris nå som for fem år siden.

Turbiner generelt har en markant økning. Komponenter til turbiner produseres i en rekke land, og er dermed påvirket av prisutviklingen internasjonalt. Spesielt kan nevnes rustfritt stål som har hatt en prisøkning på 15-20 % i den siste 5-års perioden.

Budsjettpriser fra leverandører har vist seg å variere en god del. Generelt bør man være forsiktig med budsjettpriser innhentet i en tidlig fase av et prosjekt og det anbefales å sammenligne med priskurvene her.

I overgangen fra småkraftverk til kraftverk over 10 MW vil det være et sprang i priskurvene. Disse sprangene er hovedsakelig forårsaket av to faktorer, reguleringsstabilitet og konstruksjon:

- Statnetts "Funksjonskrav i Kraftsystemet" trekker en grense (blant andre) ved 10 MVA, som bidrar til økt pris over denne grensen.
- Småkraftaggregater kan bygges relativt enkle på grunn av små dimensjoner og defleksjoner. Større aggregater trenger mer krevende konstruksjonsløsninger, og blir derfor relativt sett dyrere.

4.2 Turbiner

Turbinprisene er oppgitt som kr/kW nominell effekt og som funksjon av maksimal slukeevne og effektiv fallhøyde.

Det er laget priskurver for hver enkelt av de mest vanlige turbintypene på markedet for turbiner i effektområde fra 500 – 10 000 kW. For turbiner i effektområdet opp til 500 kW, se kapittel 5.3 Mikro- og miniaggregater inntil 500 kW.

Omdreiningstall inngår i priskurvene for turbiner i effektområdet 500 – 10 000 kW. Ved lave turtall benyttes det ofte gir for turbiner mindre enn 2 – 3 MW.

Fallhøydekurvene som er tegnet inn på prisdiagrammene tilsvarer et vanlig område for småturbiner av respektive Pelton, Francis og Kaplan type. De øverste kurvene representerer på ingen måte noen grense for bruk av en turbin av den gitte turbintypen.

Turtallskurvene er kun indikative, tilsvarende en bestemt forseringsgrad (dykking/sugehøyde). Hvis det velges en turbin med et annet turtall enn det som er angitt av diagrammet for den aktuelle vannføringen, brukes fortsatt fallhøydekurven som referanse for å definere prisen pr. kW.

Man kan ta hensyn til turtallet på følgende måte:

> Hvis det velges en turbin med lavere turtall enn det som er vist på diagrammet for den gitte vannføringen og fallhøyden, vil turbinprisen generelt bli noe høyere enn vist på diagrammet ut fra verdi på vannføring og fallhøydekurve, og omvendt hvis turtallet velges høyere enn vist i diagrammet. Samtidig vil lavere turtall være et tryggere valg, og høyere turtall mer krevende rent teknisk.

Det oppgitte prisnivået for turbiner gjenspeiler hva man kan kalle et normalt prisnivå. Det finnes turbiner i markedet til vesentlig både lavere og høyere priser enn angitt i priskurvene i

Det er laget priskurver for følgende turbintyper:

- Pelton (Fig. 4.2.1)
- Francis (Fig 4.2.2)
- Kaplan/rørturbin (Fig 4.2.3)

Følgende er inkludert i de enkelte kurvene:

<u>Turbiner fra 1–500 kW:</u>
Se under kapittel 5.3 Mikro- og miniaggregater inntil 500kW.

<u>Turbiner fra 500 – 10 000 kW</u>
Oppgitt priskurve gjelder for turbin + turbinstyring + innløpsventil (ikke på Kaplanturbiner).

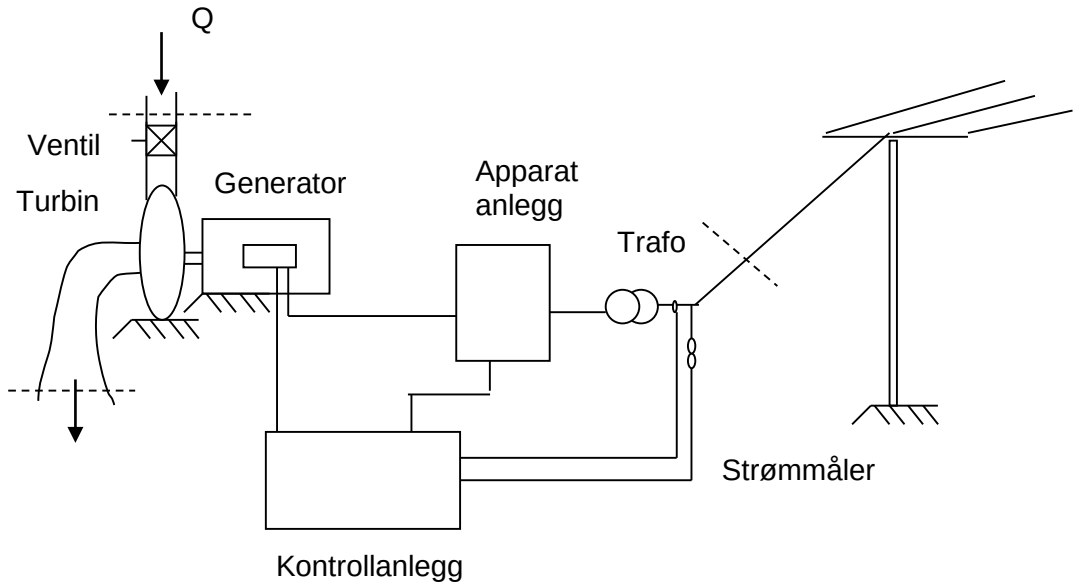
For priser på elektroutrustning til anlegg større enn 500 kW, se priskurver under kapittel 3 Elektrotekniske arbeider.

Følgende punkter i tillegg til prisen bør vurderes ved valg av turbinleverandør:

- Referanser. Ta kontakt med andre utbyggere som har brukt den samme leverandøren.
- Automatiseringen av stasjonen. Dette er viktig med hensyn til hvor mye arbeid som kreves til daglig drift.
- Reguleringsområde til turbinen, som maksimum og minimum vannføring for kontinuerlig drift. Dette er viktig for å kunne utnytte mest mulig av vannføringen.
- Virkningsgrad. Vær kritisk til oppgitte virkningsgrader som mangler pålitelig dokumentasjon. Be gjerne om måleresultater fra referanseanlegg.
- Driftssikkerhet kan være like viktig som høy virkningsgrad.

- Er alt med i leveransen (prisen)? Sjekk om alt nødvendig utstyr/arbeid er medregnet i oppgitt pristilbud.

Prinsippskisse:



4.2.1 Peltonturbiner

Bruksområde

For større installasjoner er Peltonturbiner benyttet ved store fallhøyder. For mindre installasjoner kan det være aktuelt å bruke Peltonturbiner også for relativt små fallhøyder. Området for bruk av Peltonturbiner overlapper området for Francisturbiner.

Fordeler og ulemper med Peltonturbiner kontra Francisturbiner

Fordeler:

- Peltonturbinens reguleringsområdet er stort, fra ca.10 % av maksimal vannføring, og med brukbar virkningsgrad. Francisturbiner har reguleringsområde fra ca. 40 % av maksimalvannføring. Begge turbintypene kan også kjøres på lavere laster enn oppgitt her, men da avtar virkningsgraden, og det blir ofte utenfor garantiområde og «normal» drift.
  For Peltonturbiner er virkningsgraden avhengig av antall stråler (5-6 strålers turbin er bedre enn 2-strålers). Francisturbiner får ofte ustabil drift på lave laster.

- Peltonturbinen har flat virkningsgradskurve, dog med en tydelig lavere topp enn den spissere kurven for en Francisturbin.

- Peltonturbinen gir lave trykkstøt i tilløpsrøret ved avslag, dersom aggregatet har deflektor.

Ulemper :

- Peltonturbinens løpehjul må ligge med en viss høyde over høyeste undervann, som gjør at noe av fallhøyden ikke kan utnyttes.

- Peltonturbinen har tradisjonelt sett vært dyrere enn Francisturbinen.

Det store reguleringsområdet kan ofte være grunnen til å velge en Peltonturbin. Det gjør det mulig å klare store variasjoner i vannføringen med kun ett aggregat. Dette er ofte fordelaktig ved uregulerte små kraftverk.

Forskjellige tekniske løsninger for Peltonturbiner

- Antall dyser/nåler. Bruk av flere dyser gir et større reguleringsområde med relativt flat virkningsgradskurve, samtidig som det gir muligheten for bruk av høyere turtall med påfølgende mindre dimensjoner på turbinen.

- Den mest vanlige løsningen for små Peltonturbiner har vært en oppstilling med horisontal aksel og en eller to stråler. Vertikal oppstilling med flere stråler ble tradisjonelt benyttet ved store installasjoner. De fleste leverandører tilbyr nå også små vertikaloppstilte Peltonturbiner til et prisnivå som ofte er like lavt som for de tradisjonelle horisontale aggregatene.

- Det fleste mindre Peltonaggregater konstrueres med løpehjulet festet direkte på generatorakselen.

4.2.2 Francisturbiner

Bruksområde

Francisturbinen er den mest brukte turbintypen i Norge, med et utstrakt bruksområde mellom Pelton- og Kaplanturbinen.

Fordeler og ulemper med Francisturbiner kontra Kaplanturbiner

Fordeler.

- Francisturbinen har en høyere toppvirkningsgrad, mens Kaplanturbinen har en lavere, men flatere virkningsgradskurve.
- Francisturbinen har tradisjonelt vært billigere enn Kaplanturbinen.
- Francisturbinen krever generelt mindre dykking enn Kaplanturbinen. Dykking kan være fordyrende.

Ulemper.

- Francisturbinen har et mindre reguleringsområde enn en dobbeltregulert Kaplanturbin.

For en sammenligning med Peltonturbinen, se kommentar til Peltonturbiner.

Forskjellige tekniske løsninger på Francisturbiner

- Horisontal/vertikal rotasjonsakse.
  Horisontal rotasjonsakse er brukt for de aller fleste Francisturbiner i dette effektområdet. Dette kommer av mye enklere og billigere bygningsarbeider ved en horisontal oppstilling. I tillegg er tilgjengelighet for vedlikehold enklere ved horisontal oppstilling.
- Konvensjonell spiraltromme representerer den mest vanlige løsningen for små Francisturbiner. Sylinder-trommeløsninger er ikke aktuelle i dag unntatt for de minste turbinene. Vertikalt aggregat med kumturbin kan være aktuell for de laveste fallhøydene.
- Det fleste små Francisaggregatene konstrueres med løpehjulet festet direkte på generatorakselen. Løsninger med gir kan være lønnsomt når turtallet er lavt.
- For å unngå kavitasjon må løpehjulet installeres slik at det får et bestemt minste mottrykk, enten ved at sugehøyden begrenses, eller ved at løpehjulet dykkes under undervannet. En ”forsert” turbin vil ha høyere turtall og mindre dimensjoner, men vil tillate mindre sugehøyde og kreve mer dykking enn en mindre ”forsert” turbin. Mindre anlegg bygges ofte slik at maskinsalgulv og generator holdes over høyeste undervann for å unngå risiko for drukning av stasjonen. Det vil i praksis si at løpehjulssenter må plasseres 2 til 3 meter over normalt undervann. Turtallskurvene som er angitt på prisdiagrammene er laget for en forseringsgrad som tilsvarer en slik sugehøyde.

4.2.3 Kaplan/rørturbiner

Bruksområde

Mens store Kaplanturbiner kan brukes opp mot 60 meter fallhøyde, brukes små Kaplanturbiner sjelden over 25 m. For nedre grense for fallhøyden er det ofte kostnadene kr/kWh som er bestemmende.

Kaplanturbiner er forholdsvis kostbare regnet i kr/kW. Dette skyldes at de blir brukt ved store vannføringer og liten fallhøyde, som gir store dimensjoner på turbinen i forhold til avgitt effekt.

Fordeler og ulemper med Kaplanturbinen.

Se avsnitt for Francisturbinen.

Forskjellige tekniske løsninger

- Horisontal/vertikal rotasjonsakse.
  Turbiner med Kaplanløpehjul konstrueres med en rekke forskjellige oppstillinger både med vertikal og horisontal rotasjonsakse. Vertikale Kaplanturbiner har vært relativt vanlige i Norge. En horisontal oppstilling med aksiell strømning, kalt rørturbin, har imidlertid fordelen med redusert bredde på stasjonen og vil generelt gi lavere bygningskostnader.

  Rørturbiner/bulbturbiner har en horisontal eller skrå/horisontal oppstilling. S-turbiner er en variant av rørturbinen. Forskjellen er i hovedsak at generatoren ligger utenom vannveien, mens den for bulbturbiner ligger i vannveien.

- Regulering av Kaplanturbin, rørturbin og S-turbin.

  Det er tre hovedmåter å regulere disse turbintypene på.

  1. Dobbelregulert turbin hvor både løpehjulsskovler og ledeskovler er regulerbare. Dette er den dyreste løsningen, men gir en flat og vid virkningsgradskurve over et stort driftsområde.

  2. Enkeltregulert turbin med kun regulerbare løpehjulsskovler. Dette er en billigere løsning med en noe spissere virkningsgradskurve. Aggregatet har ikke regulerbart ledeapparat. Start, synkronisering og stopp må derfor skje ved hjelp av inntaksluken. Dette er en relativt sjelden variant.

  3. Enkelregulert turbin med kun regulerbare ledeskovler og faste løpehjulsskovler (også kalt propellerturbin). Dette vil generelt gi den billigste løsningen, men virkningsgradskurven er meget spiss.

- Det lave turtallet for Kaplanturbiner gjør at det kan være aktuelt å bruke giroverføring mellom turbin og generator. Et annet alternativ som er aktuelt for små effekter, men som er mindre brukt enn gir, er removerføring. Felles for gir og rem er at de må være riktig dimensjonert for å sikre problemfri drift. Selv med riktig dimensjonering representerer både gir og rem sliteelementer som har en kortere levetid enn andre hovedkomponenter i en kraftstasjon. Det er ikke uvanlig at giret eller mekanismen i giret må skiftes ut etter ti års drift. Levetiden for en rem kan være enda kortere (men prisen vil normalt være

vesentlig lavere). Andre aspekter som bør tas i betraktning når det gjelder gir, er støy og effekttap (ca. 2-3 %). Gir brukes sjelden på turbiner med en effekt over 2-3 MW.

Kommentar til priskurvene

Priskurvene i Fig. 4.2.3 gjelder for dobbeltregulerte turbiner. En enkeltregulert turbin vil gi en lavere pris. Normalt vil det være små prisvariasjoner på maskinkostnadene for vertikale og skrå/horisontal turbiner, men de bygningsmessige arbeidene vil kunne variere mye avhengig av maskinoppstilling.

4.2.4 Andre løsninger og turbintyper

Turbintypene og løsningene som er omtalt i de forrige kapitlene, representerer det som er mest vanlig i Norge i dag.

Det finnes andre turbintyper og løsninger som er brukt sjeldnere, men som har vært vanlige tidligere, eller som kan være vanlige i andre land. Noen typiske eksempler er beskrevet her.

«Doble» turbiner

En dobbel turbin har to turbiner for en og samme generator. Denne løsningen er sjelden i bruk på nyere anlegg.

En løsning er å installere en komplett turbin på hver side av generatoren. Denne løsningen er blitt brukt både for Francis- og Peltonturbiner.

En annen løsning er å ha en dobbelturbin på den ene siden av generatoren. Denne løsningen ble tidligere ofte brukt for Francisturbiner, enten med et felles innløp, dobbelt løpehjul og to separate sugerør, eller med to ledeapparater i en felles tromme eller kum, og et felles sugerør.

Fordelen med en dobbelturbin er først og fremst at den gjør det mulig å øke turtallet på turbinen (med roten av 2) i forhold til en enkel turbin, uten å øke forseringsgraden og dykkingen. Bruk av gir har gjort at denne løsningen sjelden brukes i dag.

Crossflowturbiner

Crossflowturbiner overlapper deler av bruksområdet for Kaplan-, Francis- og Peltonturbiner. I de fleste praktiske tilfeller brukes den i området til Francisturbinen. Turbintypen er brukt med godt resultat i små, enkle anlegg i utviklingsland.

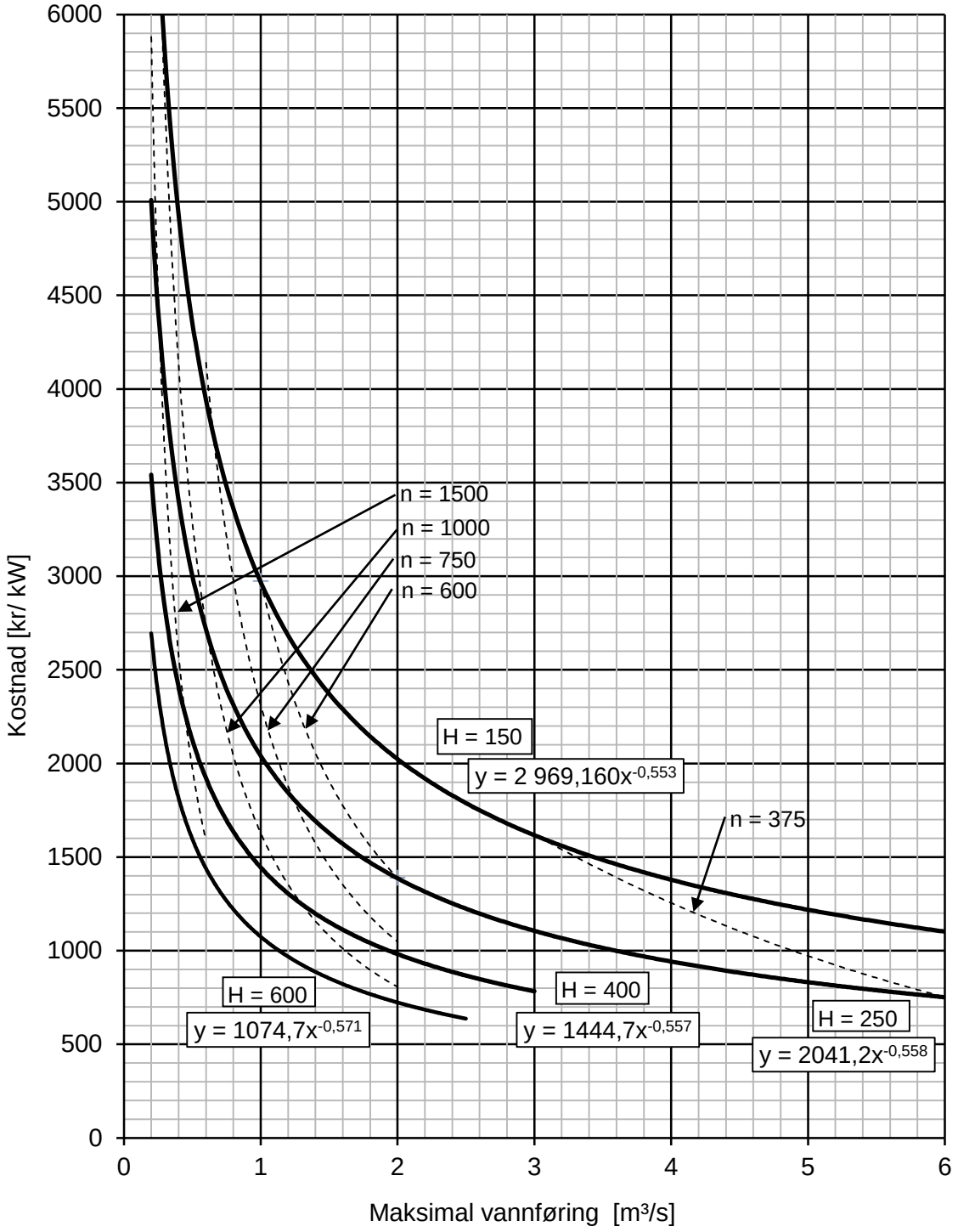
Løpehjulet ligner et vannhjul. Vannet kommer på tvers av hjulet og angriper skovlene to ganger, først på vei inn i løpehjulet, og deretter når vannet kommer ut fra hjulet. Crossflowturbiner konstrueres ofte med et delt innløp som gir et stort reguleringsområde.

Virkningsgraden ligger imidlertid lavere enn for konvensjonelle turbintyper, og det har ofte vært vanskelig å få tilstrekkelig dokumentasjon for virkningsgraden.

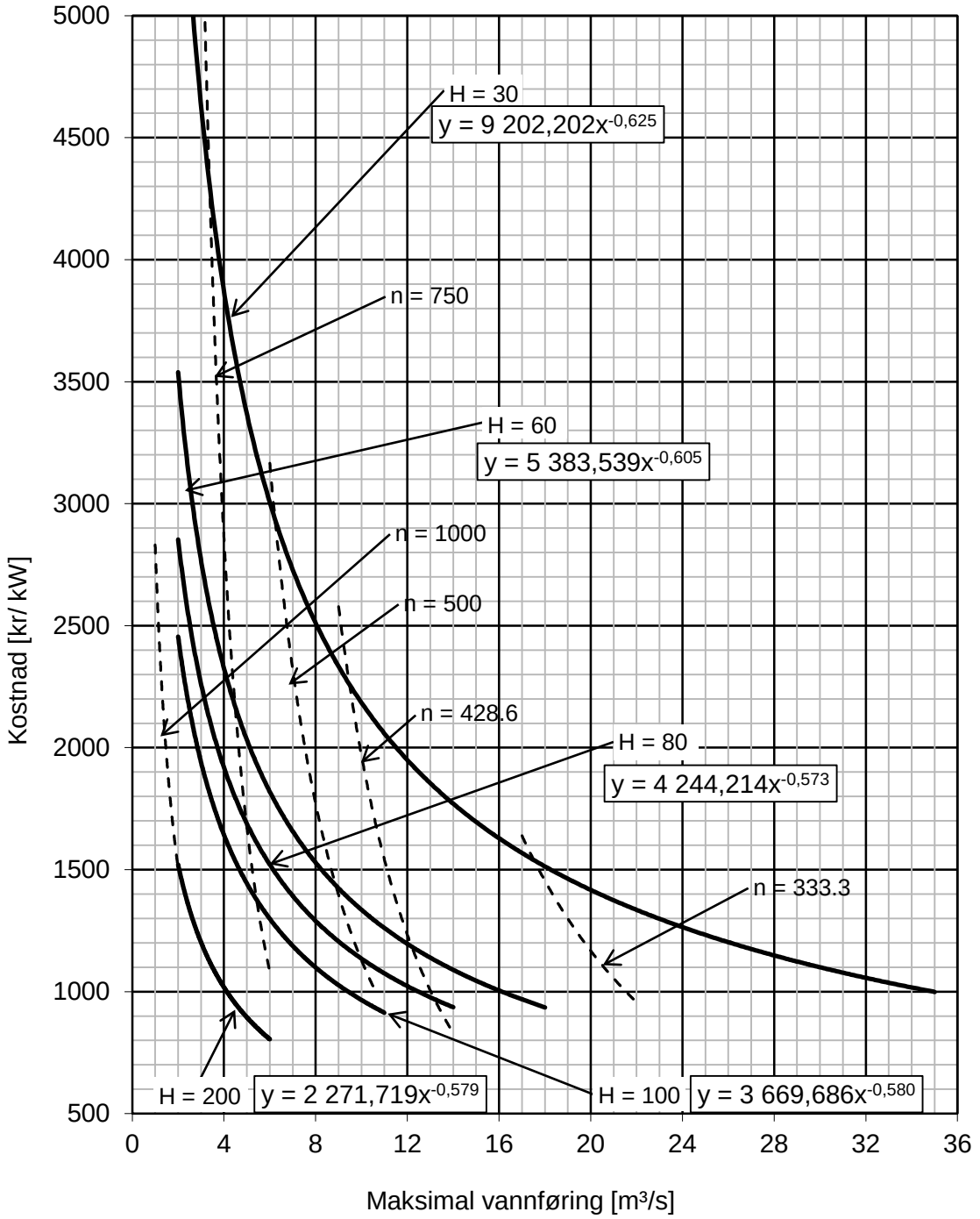
Prisen varierer en del mellom forskjellige leverandører. Sammenligninger utført for spesifikke anlegg har vist at prisreduksjonen som man skulle få sammenlignet med en Francisturbin ofte er svært liten når alle forhold tas i betraktning.

Turgoturbiner

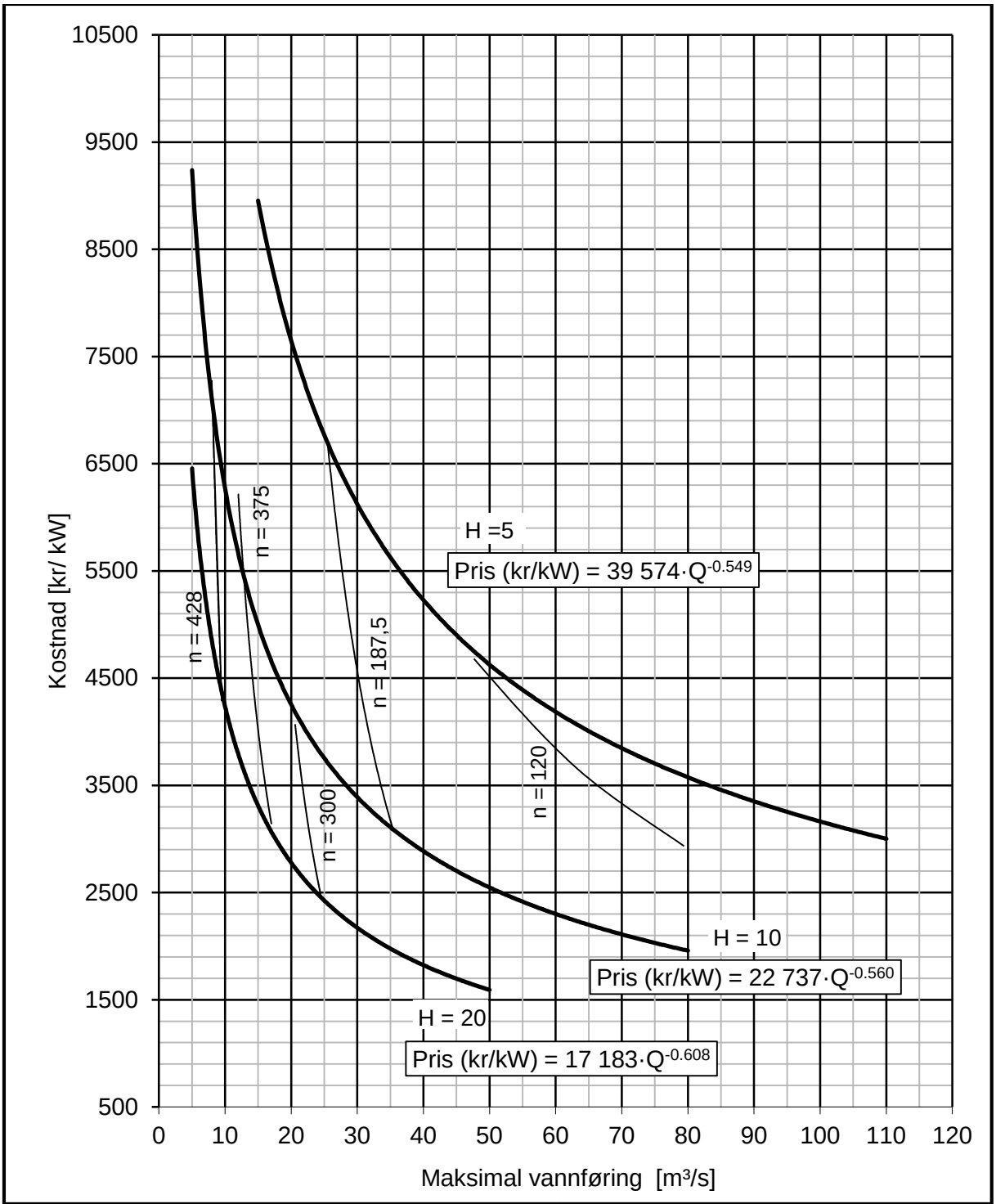
Turgoturbiner er en partialturbin som Peltonturbinen. Den er godt egnet i mellomtrykksområdet fra 100 til 300 meter. Den har særskilt gode egenskaper dersom en har problemer med sandslitasje. Den har høyt spesifikt fartstall, som gjør at en kan ha høyere turtall, og at man får en mer kompakt turbin enn med en sammenlignbar Peltonturbin. Generatorkostnadene kan da reduseres. Virkningsgraden kan være opp mot ca. 85 %.



Kostnader Pelton 500 - 10 000 kW	Prisnivå pr. jan. 2015	
Priskurvene inkluderer: turbin + turbinstyring + innløpsventil	Norges vassdrags- og energidirektorat NVE	Fig 4.2.1



Kostnader Francis 500 - 10 000 kW	Prisnivå pr. jan. 2015	
- Kurvene forutsetter horisontale aggregat med turbinsenter 2-3 meter over laveste undervann ved fullast - Løpehjul direkte på generator-aksel - Priskurvene inkluderer: turbin + turbinstyring + innløpsventil	Norges vassdrags- og energidirektorat NVE	Fig 4.2.2



Kostnader Kaplan 500 - 10 000 kW	Prisnivå pr. jan. 2015	
- Kurvene gjelder for dobbeltregulert Kaplan/rør-turbiner - Ved omdreiningstall lavere enn 375 er gir inkl. - Priskurvene inkluderer: turbin + turbinstyring (+ gir)	Norges vassdrags- og energidirektorat NVE	Fig 4.2.3

4.3 Luker

Lukeprisene er oppgitt i mill. kroner og som funksjon av lukeareal. Sjakthøyde, lukehøyde og konstruksjonstrykk er satt til en konstant verdi for hver enkelt priskurve og luketype.

Det er utarbeidet priskurver for de luketyper som er mest aktuelle på små anlegg:

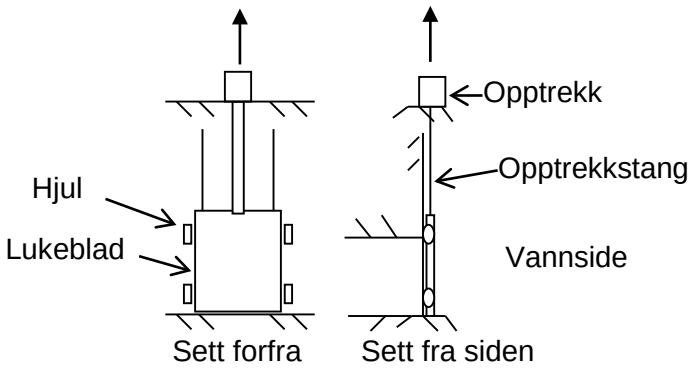
- Rulleluke (Fig. 4.3.1)
- Glideluke (Fig 4.3.1)
- Klappeluke (Fig 4.3.2)
- Gummiluke (Fig 4.3.3)

Damluker
Damluker omfatter luker som er plassert i dammen. På større dammer har man som oftest flomluker og bunnluker. Navnet på luken kommer av funksjonen eller plasseringen til den aktuelle luken.

Inntaksluker
Inntaksluker omfatter stengeluker som er plassert i inntaket til vannveien for turbinen.

4.3.1 Rulleluke

Prinsippskisse:



Bruksområde

Rulleluker brukes mest som stengeluker ved inntak. Dersom den er dimensjonert riktig kan rulleluke fungere som automatisk avstengning ved inntaket ved rørbrudd.

Opptrekk

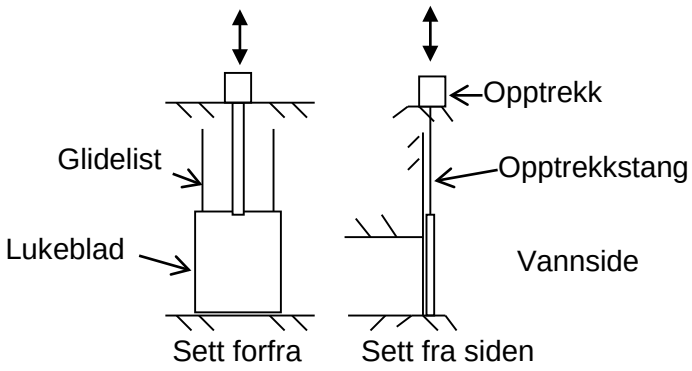
Opptrekket er en enkelt virkende hydraulikksylinder, dvs. at luka normalt er selvlukkende. Ved bruk av selvlukkende luke oppstår det bare strekkrefter i opptrekkstanga.

Lukeblad

Lukebladet lages av en massiv stålplate ved små dimensjoner og lavt vanntrykk. Ved større dimensjoner/trykk blir lukebladet laget av en frontplate avstivet med ribber.

4.3.2 Glideluke

Prinsippskisse



Bruksområde

Glideluker kan brukes som tappeluker, flomluker, sugerørsluker, revisjonsluker og inntaksluker.

Opptrekket

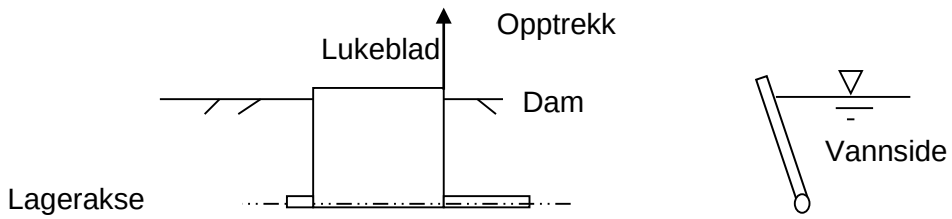
Opptrekket er oftest en dobbeltvirkende hydraulikksylinder eller et mekanisk skruespill. Åpne- og lukkekreftene er større på glideluken enn på rulleluken.

Lukeblad

Lukeblad utføres som for rulleluke.

4.3.3 Klappeluker

Prinsippskisse



Bruksområde

Klappeluker brukes hovedsakelig som flomluke og spyleluke. Klappeluker er i liten grad brukt i små dammer.

Opptrekk

Lukking skjer ved hjelp av en enkeltvirkende hydraulikksylinder, festet enten til toppen av luka eller til lagerakse. Klappeluker er selvåpnende med vanntrykk.

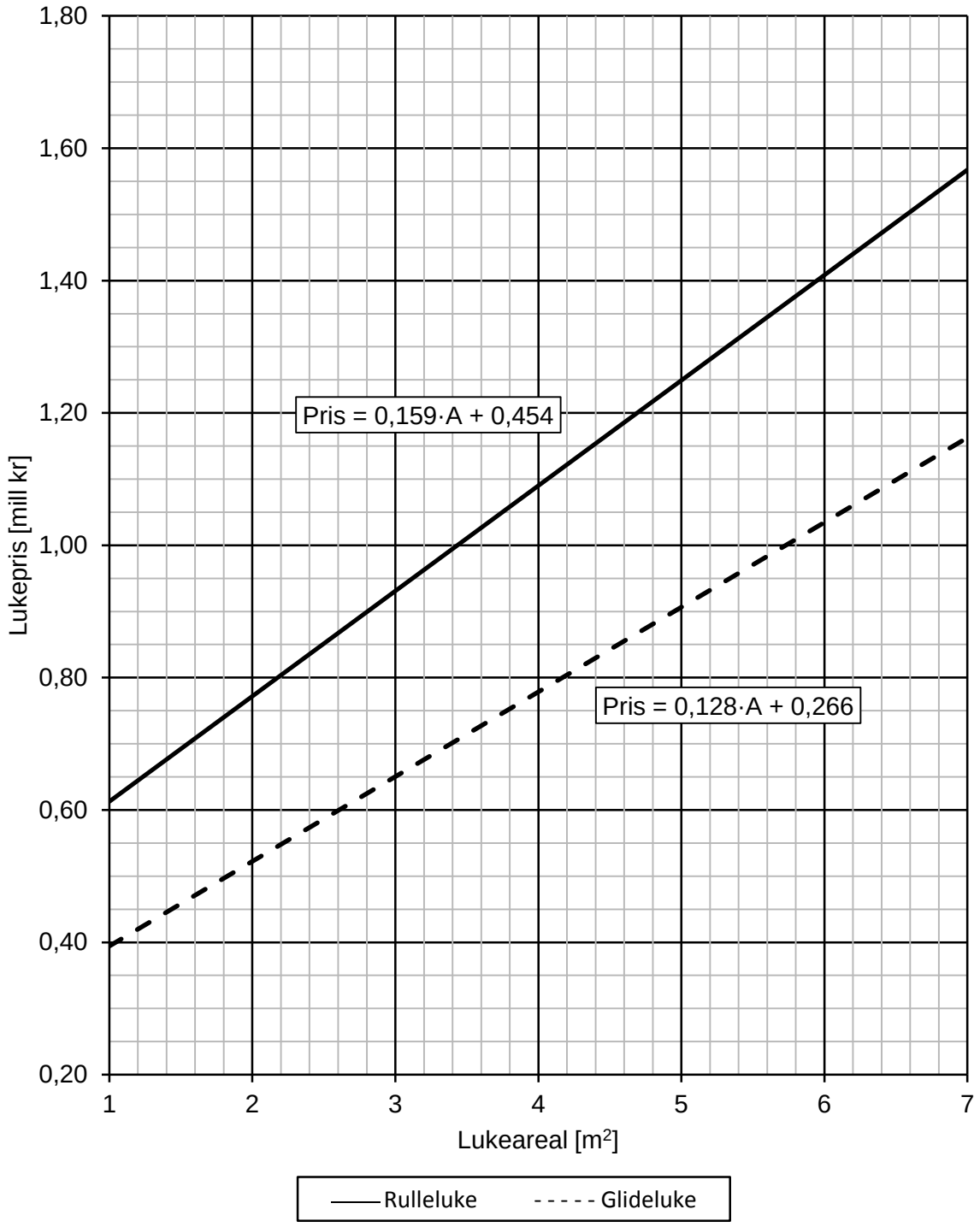
4.3.4 Gummiluker

Bruksområde

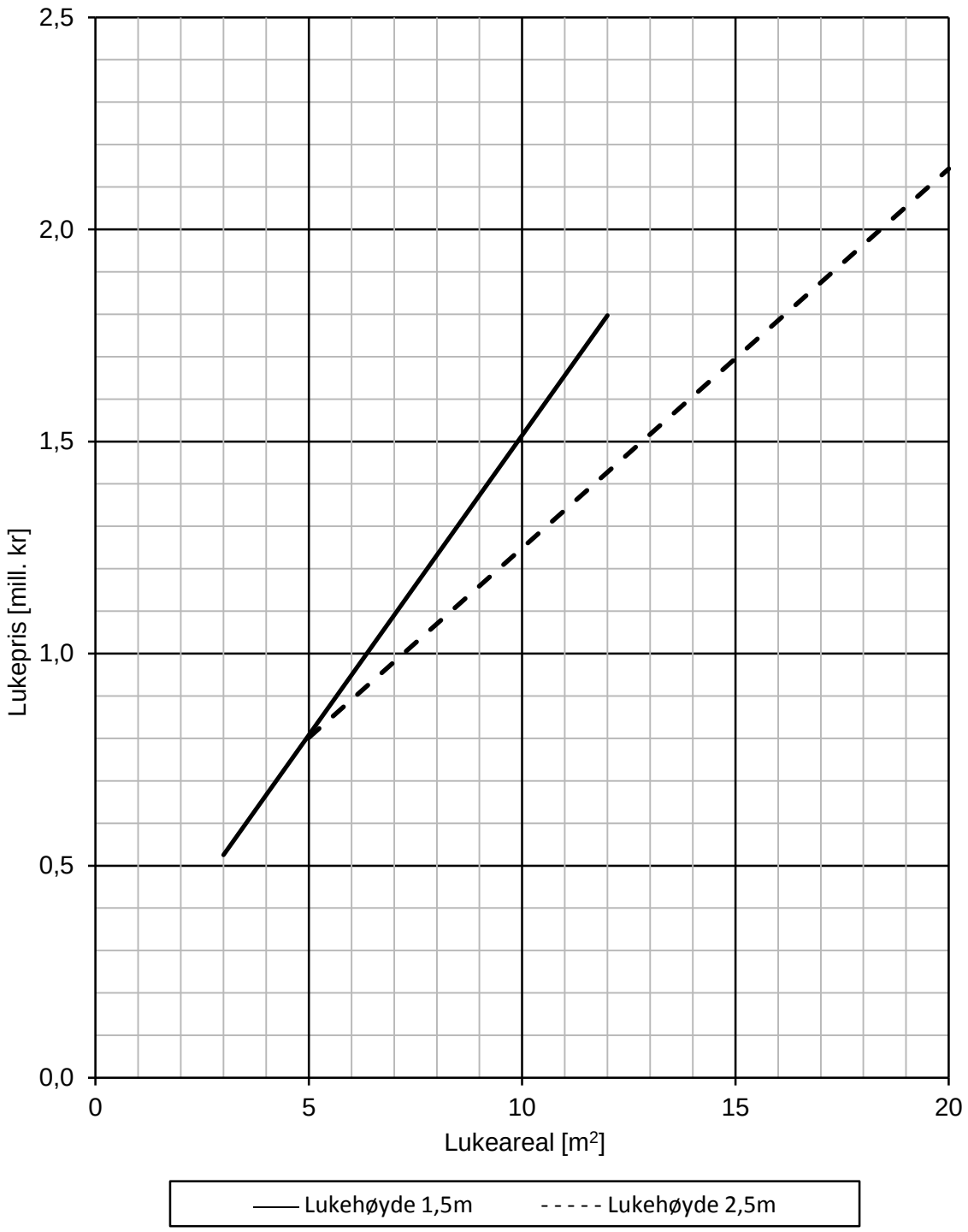
Gummiluker blir ofte brukt i stedet for dam på små anlegg, eller ved litt større anlegg kan deler av dammen være en gummiluke. Ved en flom slippes luften/vannet ut av luka og vannet renner over dammen (gummiluka).

Regulering/opptrekk

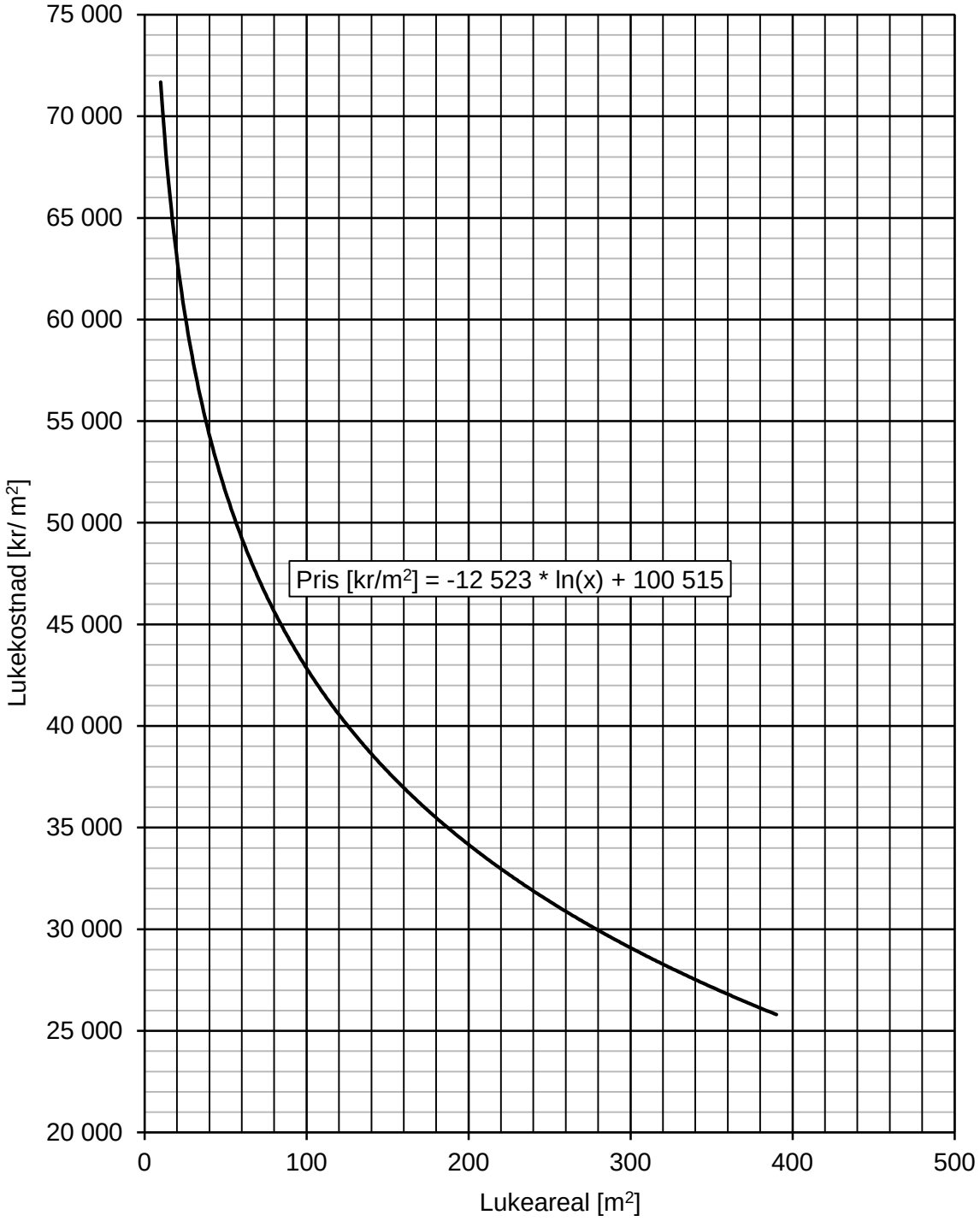
Gummiluker reguleres enten ved hjelp av trykkluft eller vann.



Kostnader rulleluke og glideluke	Prisnivå pr. jan. 2015	
- Prisene gjelder for komplett montert luke - Bygnings og anleggsmessige arbeider er ikke inkludert - Dimensjonerende vanntrykk 10 mvs - Beregnet sjakthøyde 10 m	Norges vassdrags- og energidirektorat NVE	Fig 4.3.1



Kostnader klappeluker	Prisnivå pr. jan. 2015	
- Prisene gjelder komplett montert luke - Bygningsmessige arbeider er ikke inkludert	Norges vassdrags- og energidirektorat NVE	Fig 4.3.2



Kostnader gummiluke	Prisnivå pr. jan. 2015	
- Priskurven er veiledende både for luftfylte og vannfylte luker - Oppgitt lukeareal gjelder bredde x høyde - Øvrige bygningsmessige kostnader er ikke inkludert	Norges vassdrags- og energidirektorat N V E	Fig 4.3.3

4.4 Varegrind

Priskurvene for varegrinder er gitt som funksjon av grindareal. Vanntrykk, høyde på grind og senteravstand mellom grindstaver er satt til en fast verdi.

Bruk
Varegrind brukes for å hindre at uønskede gjenstander over en viss størrelse, for eksempel tømmer, kvist og stein, kommer inn i vannveien og gjør skade på ventiler og turbiner.

Dimensjoneringskriterier
Maksimal vannhastighet gjennom grinda bør være lavere enn 1 m/s, helst ned mot 0,5 m/s, spesielt hvis det er fare for ising. Grinda dimensjoneres for planking (det vil si full gjentetting) dersom den skal benyttes som revisjonsstengsel.

Forskjellige materialer brukt i varegrind
Tradisjonelt har det vært vanlig å lage varegrinden i konstruksjonsstål som varmforsinkes og males. Alternativt kan varegrinda lages i rustfritt stål eller kunststoff.

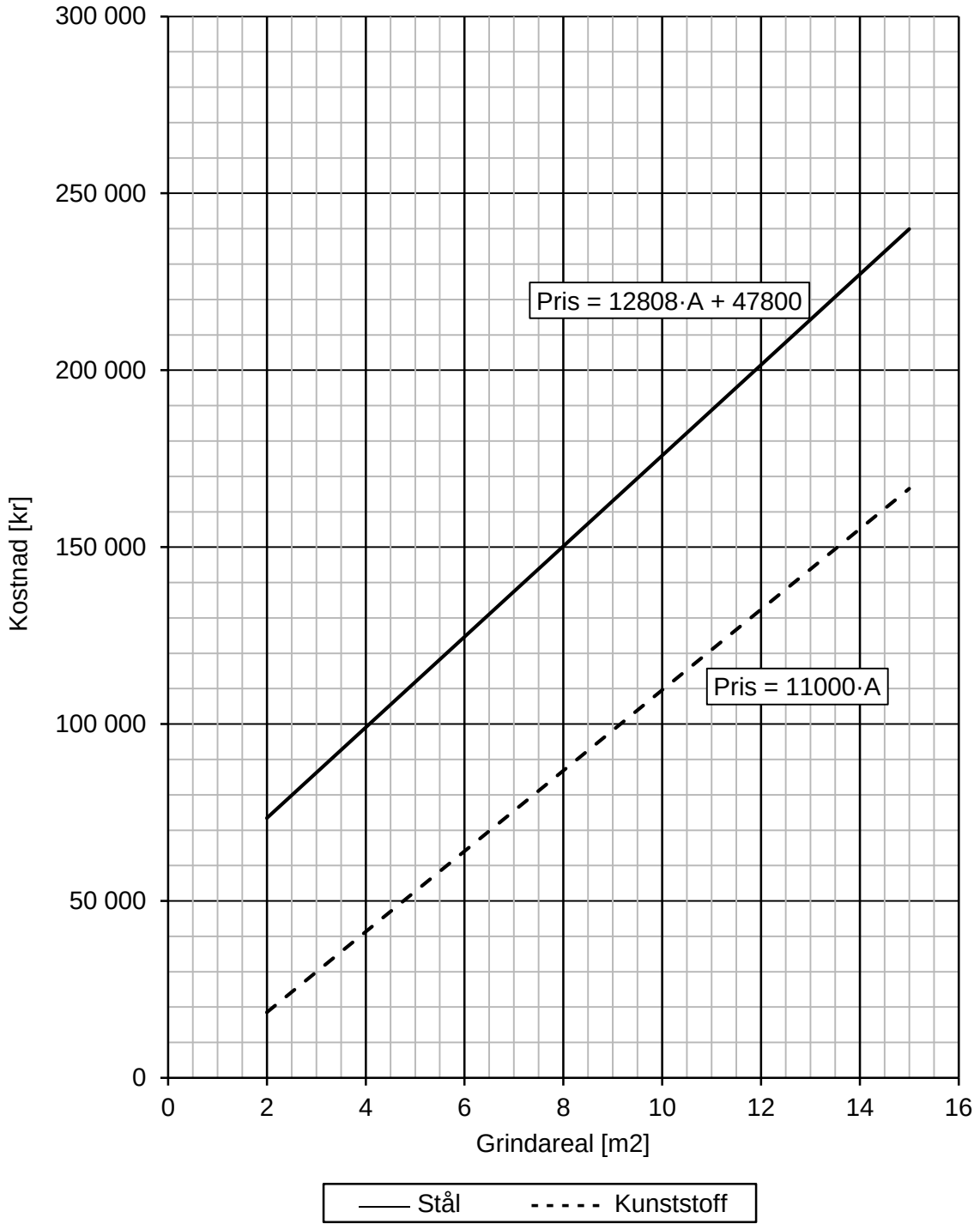
Fordeler/ulemper med rustfritt stål og kunststoff i varegrinder:

Rustfritt stål:
Fordeler
- Godt utprøvd løsning, liten utbøyning, ruster ikke, stor slitestyrke, større avstand mellom støttepunktene (flyndrer).

Ulemper
- Høy pris.

Kunststoff:
Fordeler
- Unngår ising, ruster ikke, reduserer falltapet forutsatt at stavene ikke blir for tykke, pris.

Ulemper
- Lite utprøvd i det norske markedet, stor utbøyning, lavere slitestyrke, liten avstand mellom støtter (flyndrer).



Kostnader varegrinder	Prisnivå pr. jan. 2015	
- Maks vanntrykk: 10 m - Høyde varegrind 2 m, bredde variabel - Varegrind forutsatt uten flyndre - Senteravstand staver: 50 mm - Gjelder komplett montert varegrind	Norges vassdrags- og energidirektorat NVE	Fig 4.4.1

4.5 Løfteutstyr

4.5.1 Traverskran

Traverskraner har stort dekningsområde og er nesten alltid brukt på litt større vannkraftanlegg hvor det settes strenge krav til løfteutstyret.

Kostnadskurvene (Fig 4.5.1) for traverskraner gir prisen som funksjon av løfteevne i tonn. Spennvidde, løftehøyde og løfteevne er faste verdier i priskurven.

4.5.2 Elektrotalje m/elektrisk løpekatt

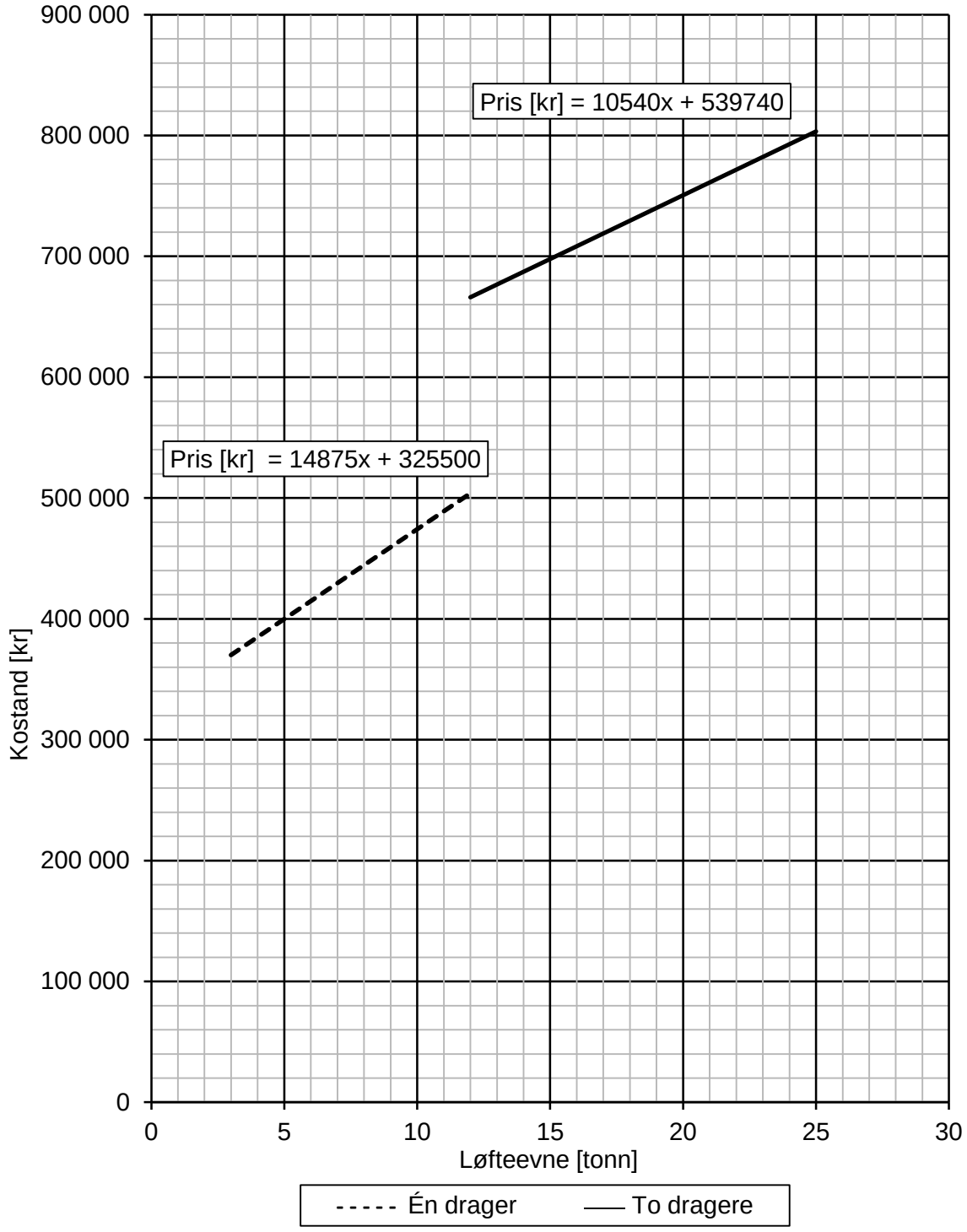
Dekningsområdet for elektrotalje er begrenset langs kranbanen. Elektrotaljen kan leveres med kjetting eller wire. Elektrisk kjettingtalje egner seg ved kun for liten løftekraft og liten løftehøyde. Løftehøyde og kranbanens lengde er faste verdier i priskurven (Fig. 4.5.2).

4.5.3 Alternativt løfteutstyr

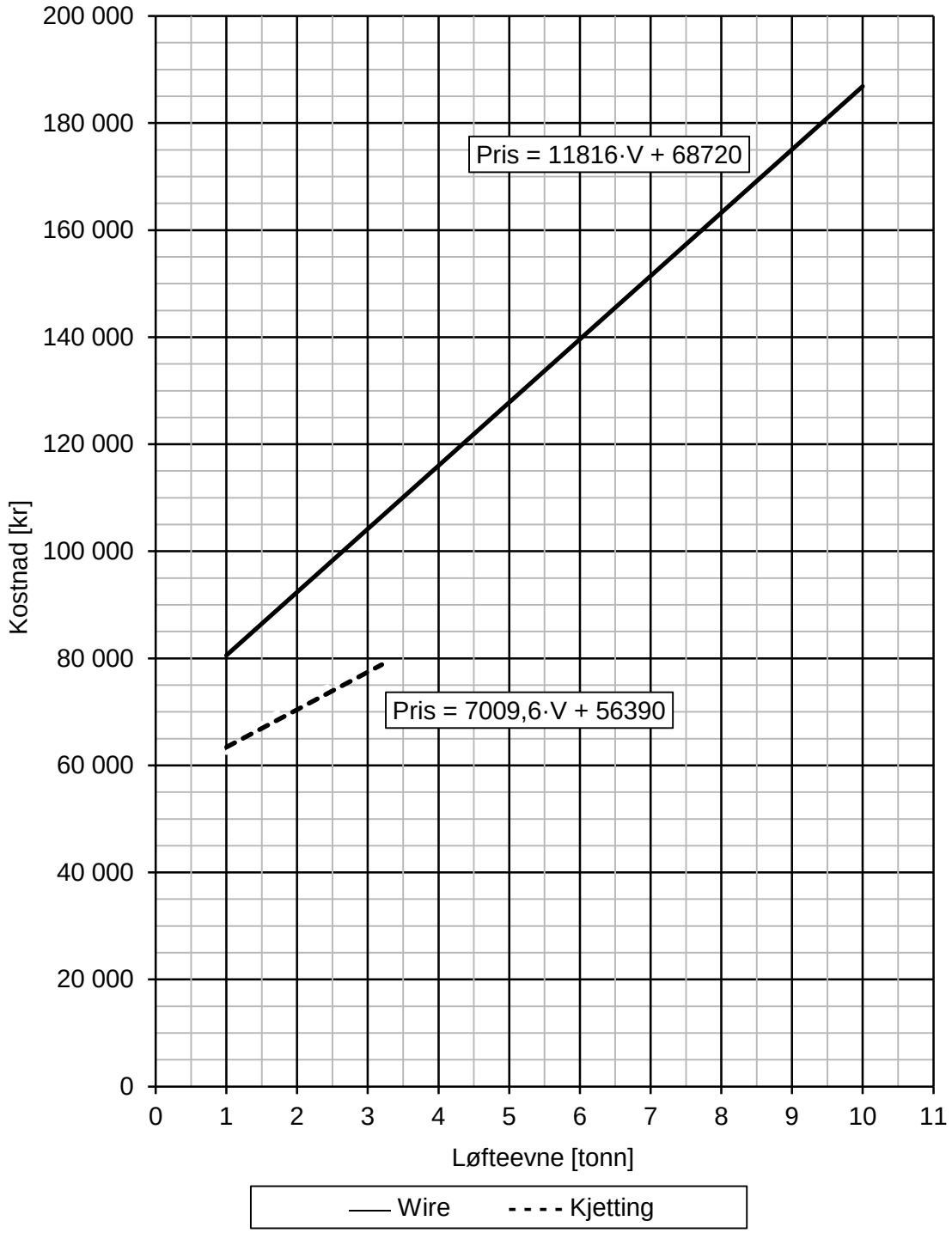
På de minste kraftverkene kan det være et alternativ å bruke en manuelt betjent kjettingtalje, fastmontert eller med løpekatt. Det er ikke laget priskurver for *manuelt betjente* kjettingtaljer.

4.5.4 Mobilkran

Bruk av mobilkran er et alternativ til permanent løfteutstyr i kraftstasjonen. Forutsetningen for bruk av mobilkran er tilstrekkelig god adkomst via bilvei og et kraftstasjonsbygg med for eksempel demonterbart tak eller sliskebane. Det er ikke laget priskurver for leie av mobilkran.



Kostnader traverskran	Prisnivå pr. jan. 2015	
- Priser gjelder komplett montert leveranse - Spennvidde: B = 10 m - Løftehøyde: H = 7 m - Kranbane: L = 12 m	Norges vassdrags- og energidirektorat NVE	Fig 4.5.1



Kostnader elektrotalje m/ el-løpekatt	Prisnivå pr. jan. 2015	
- Priser gjelder komplett montert - Ant opphengspunkt = 3 - Løftehøyde: H = 10 m - Kranbane: L = 10 m	Norges vassdrags- og energidirektorat NVE	Fig 4.5.2

4.6 Grindrensker

Grindrensker brukes til å renske varegrinda for materiale som vannet fører med seg, og vil dermed forhindre økt falltap over varegrinda. Grindrenskeren kan kjøres manuelt eller automatisk (uten tilsyn), med startsignal fra et tidsur eller fra falltapsmåleutstyr over varegrinda. Grindrenskere vil variere mye i pris avhengig av leverandør, virkemåte, automatiseringsgrad, grindareal og forventet materiale som skal renskes fra grinda.

For små grindrenskere med grindareal < 15 m^2 er prisen i størrelsesorden 150 000 – 800 000 kroner.

4.7 Rør

Det er utarbeidet priskurver for hver av de mest aktuelle rørtypene:

- PE-rør (Fig 4.6.1)
- GRP-rør (Fig 4.6.2)
- Spiralsveiste stålrør (Fig 4.6.3)
- Duktile støpejernsrør (Fig 4.6.4)

Priskurvene angir prisen pr. meter rør fritt levert til anlegget, uten montasjekostnader og bygnings- og anleggsmessige arbeider. Kostnader for mekanisk montasje av rørene i rørgrøften er oppgitt i andel av rørkostnaden for hver rørtype. Oppgitte priskurver er basert på rørgater med minimum 150 meters lengde. Enhetsprisene endres ved kortere og lengre rørgater, med høyere enhetspris i kr/m for kortere rørgater og lavere enhetspris for lengre rørgater.

Kostnad for rørgrøft samt tilbakefylling og arrondering av masser er ikke medtatt i priskurvene for rør. Kostnader for dette finnes i kapittel 2.5.

Montasjekostnadene vil kunne variere mye pga. terrengforhold og transport langs rørtraseen.

Prisene for de forskjellige rørtypene kan variere betydelig mellom leverandører. Pris for nødvendige rørdeler som bend, klammer, mekaniske koblinger for tilkobling i opp- og nedstrøms ende, eventuelle ekspansjoner, overganger og inspeksjonsadkomster er ikke inkludert i priskurvene. Det bør legges til inntil ca. 10 % av rørkostnaden fra kurvene for å ta høyde for dette.

Oppgitte trykklasser og dimensjoner for de enkelte rørtypene er ikke alltid tillatt brukt i alle vannkraftverk. Dette avhenger av trykk/diameter-forholdet og i hvilken konsekvensklasse den aktuelle vannveien er klassifisert. Retningslinjene for bruk av de enkelte rørtypene er utarbeidet av NVE («Retningslinjer for stenge- og tappeorganer, rør og tverrslagsporter», Retningslinjer 1/2011, kapittel 6) .

Trerør og betongrør ble tatt ut av kostnadsgrunnlaget i forrige revisjon (2010), begrunnet ut fra at rørtypene i liten grad blir benyttet ved bygging av småkraftverk i dag, og at prisgrunnlaget derfor ble vurdert som for dårlig. I andre land brukes trerør i noe større grad, spesielt når eldre trerør skal erstattes. Årsaken er at overgang til andre rørmaterialer krever større endringer i fundamentering, og dermed er prisdrivende. Derfor er trerør tatt inn igjen i denne utgaven av Kostnadsgrunnlaget, dog ut fra begrenset prisgrunnlag.

4.7.1 PE-rør

Polyetylenrør

Trykklasser og dimensjoner

PE-rør lagerføres vanligvis i følgende trykklasser og dimensjoner:

Trykklasse	Levert i dimensjon [mm]
PN 4, PN 6, PN 10, PN 16	fra Ø 110 – Ø 630
PN 25	fra Ø 110 – Ø 315
på bestilling PN 4	Opp til Ø 1200

SDR-klasse brukes for å beskrive forholdet mellom ytre diameter og veggtykkelse:

SDR = [ytre diameter] / [veggtykkelse]

Trykklasse PN er avhengig av SDR og hvilken sikkerhetsfaktor C som velges.

Standarden som beskriver dette er NS-EN 12201-1:2011.

I priskurvene er innvendig diameter og trykklasse PN brukt som parameter.

Egenskaper

Gode:
- Materialet tåler røff behandling ute på anlegget, spesielt i kulde
- Legges i helsveiste rørstrekk med 100 % sikkerhet når det gjelder tetthet
- Kan legges i bue
- Trenger ingen ytterligere overflatebehandling
- Lang levetid
- Lite problemer med ising.

Dårlige:
- Lav styrke og stivhet i materialet
- Stor temperatur- og trykkutvidelse
- Ved sveising oppstår det ofte en innvendig kant i røret ved hver rørskjøt som gir økt falltap i rørgata.

4.7.2 GRP-rør

Glassfiberarmert umettet polyester, tidligere kalt GUP-rør.

Trykklasser og dimensjoner

GRP-rør leveres vanligvis i følgende trykklasser og dimensjoner:

Trykklasse	Levert i dimensjon [mm]
PN 6 og PN 10	fra Ø 300 – Ø 2 000
PN 16	fra Ø 300 – Ø 1 600
PN 25 og PN 32	fra Ø 300 – Ø 1 400

I priskurvene er innvendig diameter og trykklasse PN brukt som parametere.

Egenskaper:

Gode:
- Lav vekt
- Lite problemer med ising
- Egner seg godt for nedgraving, og kan da legges med litt avvinkling i muffene for å unngå forankringsklosser
- Lite eller intet vedlikehold
- Trenger ingen ytterligere overflatebehandling
- Lavt falltap
- Kjemikaliebestandig
- Lang levetid.

Dårlige:
- Krever god fundamentering og forankring for å unngå problemer med skjøten mellom rørene
- Ved frittliggende rør må det understøttes for hver rørlengde
- Tåler lite mekanisk skade, kan lett ødelegges ved transport og montasje, eller at stein raser ut og treffer rørgaten etc.

4.7.3 Spiralsveiste stålrør

Trykklasser og dimensjoner.

Spiralsveiste eller langsømsveiste stålrør leveres typisk i dimensjoner fra Ø 200 – Ø 1400 mm, hvor langsømsveiste stålrør brukes for diameter under Ø 500/600 mm. Rør etter DIN 2458/1626 standard trykkprøves til 50 bar (500 m vannsøyle). Ved valg av godstykkelse skal det tas hensyn til korrosjonstillegg for både utvendig og innvendig side av røret.

For stålrør med mindre diameter enn 400 mm kan det være lønnsomt å benytte rustfritt stål. Dette fordi vedlikehold (korrosjonsbeskyttelse) er vanskelig og dyrt for små dimensjoner.

I priskurvene er innvendig diameter og trykkhøyde H i meter vannsøyle brukt som parametere.

Egenskaper

Gode:
- Stor styrke
- Krever mindre forankring enn frittliggende GRP-rør.

Dårlige:
- Krever vedlikehold (overflatebehandling)
- Graves sjelden ned i grøft
- Høy vekt
- Sveiste skjøter krever mye montasjearbeid, særlig ved store veggtykkelser
- Bør legges i rette strekk, noe som kan gi dyre forankringsklosser ved retningsendringer
- Dyrt tilleggsutstyr slik som mannhull og ekspansjonsboks

4.7.4 Sømløse stålrør

Sømløse stålrør er ikke tatt med i denne prisoversikten fordi denne rørtypen nesten ikke er brukt i rørgater til vannkraftanlegg. Årsaken til at den brukes lite er høy pris, ca. 5 ganger dyrere enn spiralsveiste stålrør.

4.7.5 Duktile støpejernsrør

Trykklasser og dimensjoner

Duktile støpejernsrør leveres normalt i diameter fra Ø 500 mm og opp til Ø 1800 mm, og for et trykk opp til 100 bar (1000 meter vannsøyle) for de minste diameterne. Standard rørlengde er 6 til 8 meter, avhengig av diameteren.

I priskurvene er innvendig diameter og trykklasse C bruk som parametere. Tidligere ble duktile støpejernsrør klassifisert med K-klasse. Denne klassifiseringen er nå utgått, og erstattet med C-klasse. Tallene bak C-en beskriver designtrykk i bar. 1 bar = 10 mVS.

Egenskaper

Gode:
- Lave monteringskostnader og høy korrosjonsbestandighet ved nedgraving
- Enkle og gode skjøter

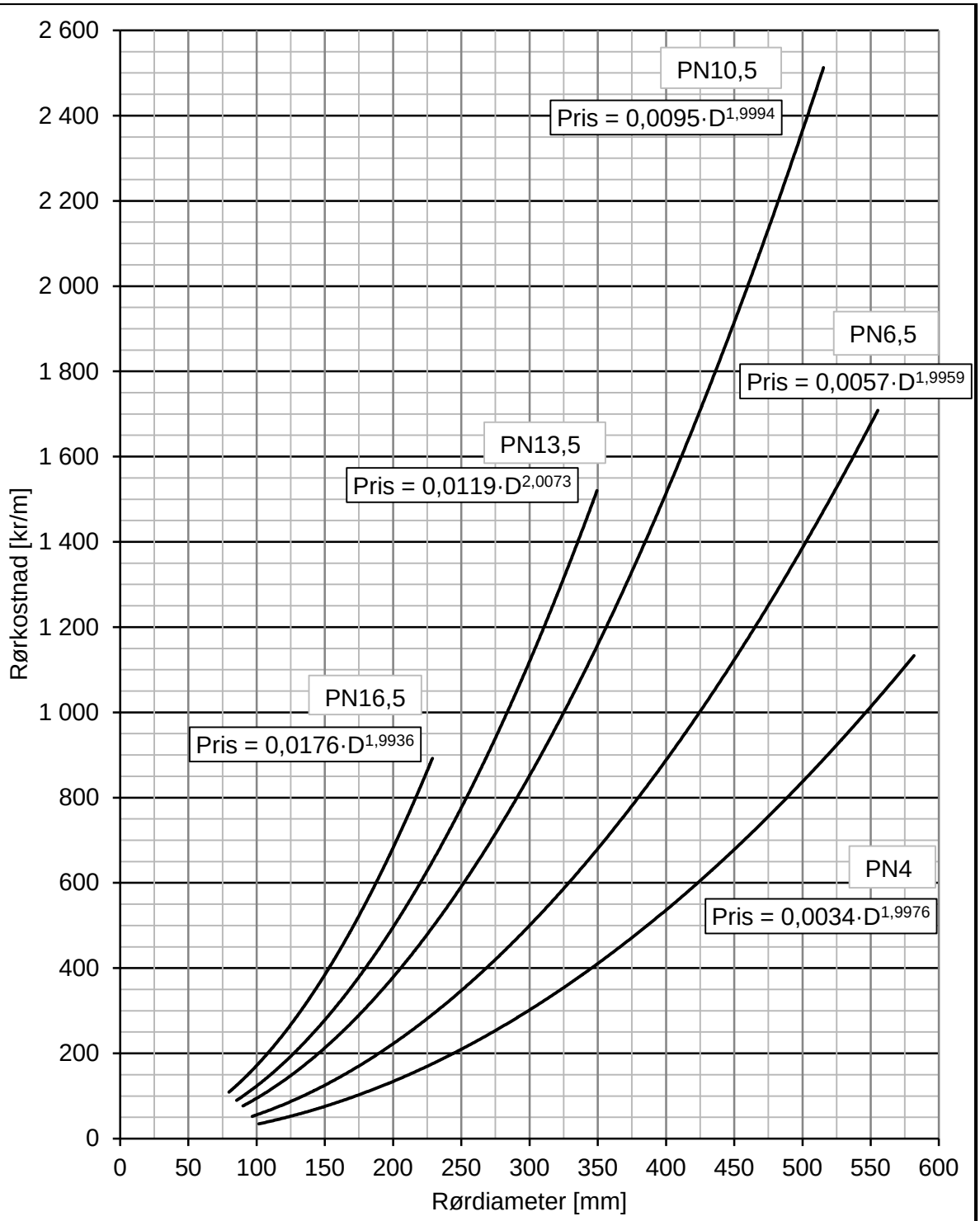
Dårlige:
- Høy vekt
- Ved frittliggende rør må det understøttes for hver rørlengde

4.7.6 Trerør

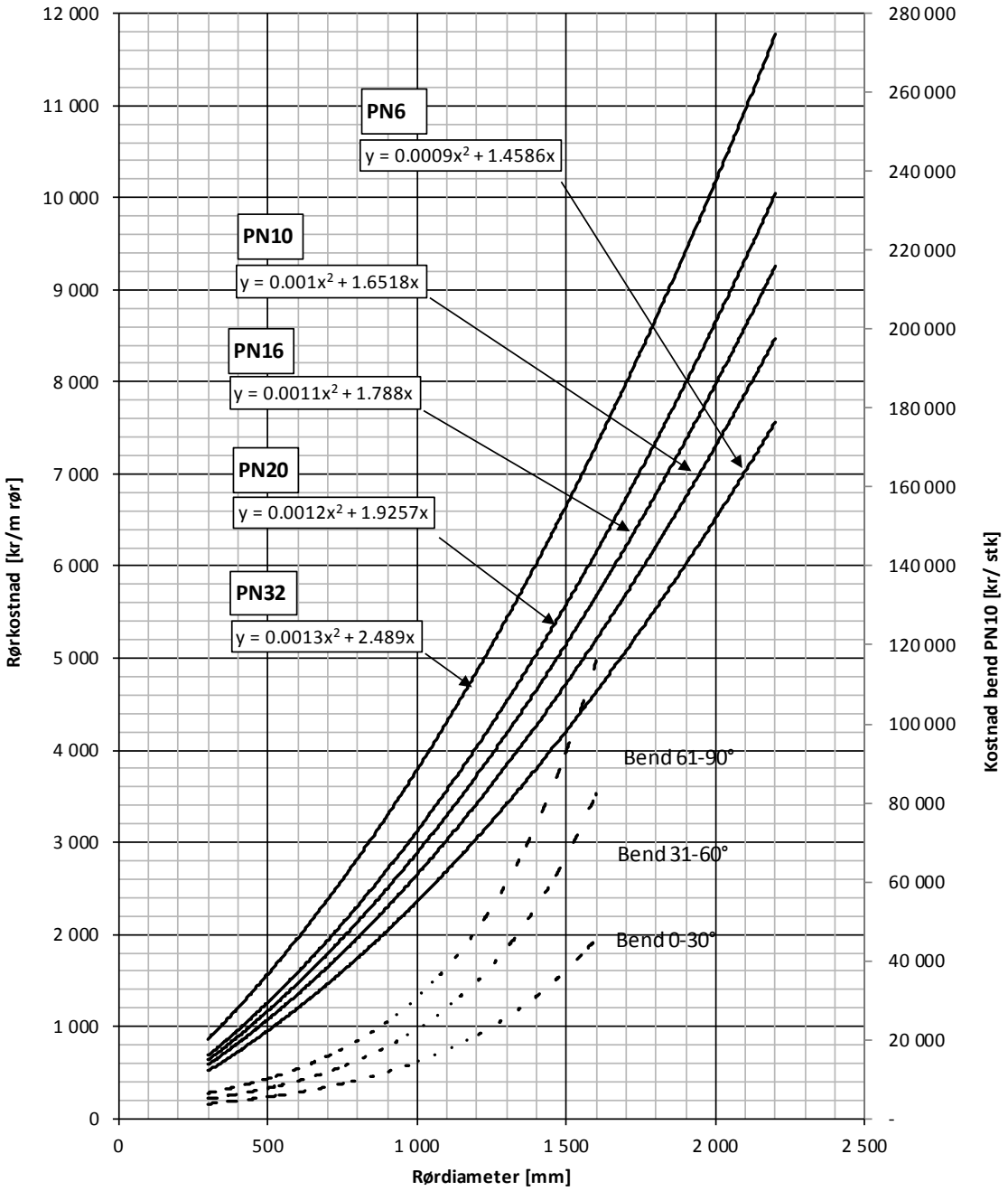
Som nevnt i innledningen gis det her en pekepinn på priser på trerør for erstatning av eldre trerør. Prisen er eksklusiv nye støtter for rørene, kun med mindre modifikasjoner av eksisterende støtter. Om nye støtter bygges, kan man regne en økning i kostnad på omtrent 20-30 %, blant annet avhengig av terreng. Kostnad for riving av gammel rørgate er inkludert.

Pris trerør, for omtrent 20 meter trykkhøyde

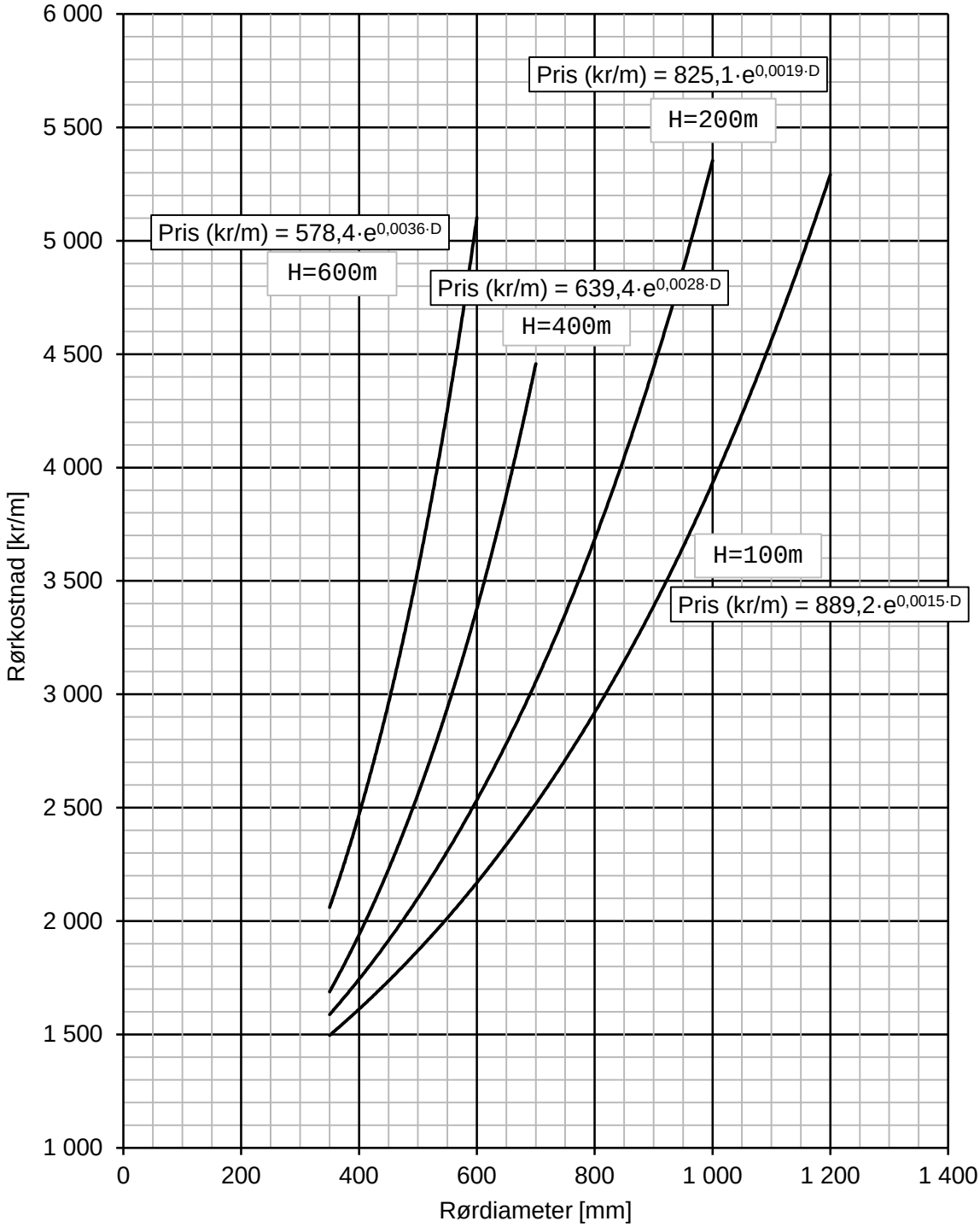
Ø	Pris
[mm]	[kr/m]
1 800	11 500
2 200	16 000
2 500	19 000



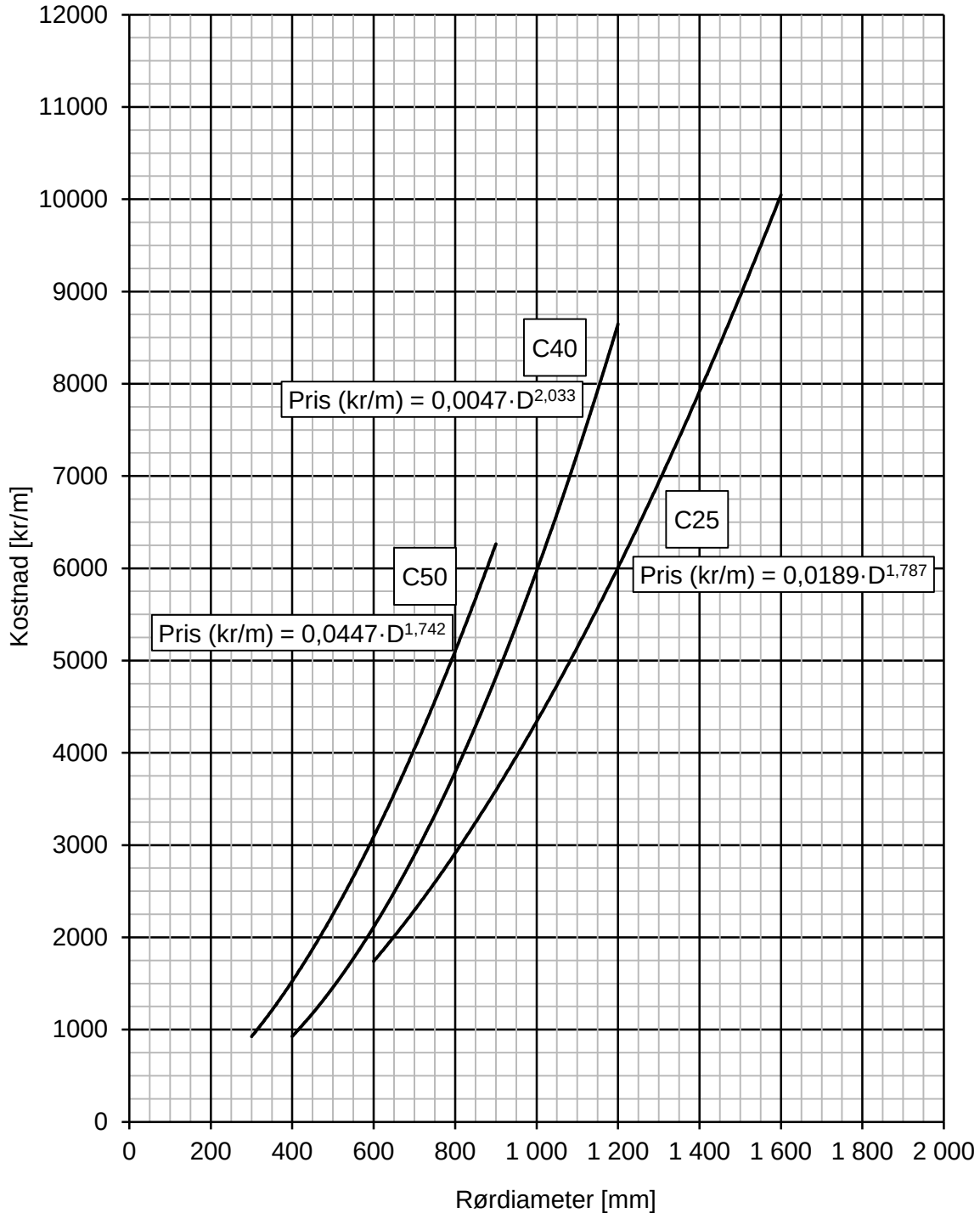
Kostnader PE-rør	Prisnivå pr. jan. 2015	
- Montering er ikke inkludert - Tillegg for montasje 20-30% av rørprisen - Sikkerhetsfaktor for rør 1,9	Norges vassdrags- og energidirektorat NVE	Fig 4.6.1



Kostnader GRP-rør	Prisnivå pr. jan. 2015	
Muffekoblinger m/pakning er inkludert Priser gjelder for en leveranse på ca 150 m Tillegg for montasje er ca. 20-30 % av rørprisen	Norges vassdrags- og energidirektorat NVE	**FIG 4.6.2**



Kostnader spiralsveiste stålrør	Prisnivå pr. jan. 2015	
- Pris gjelder leveranse fra fabrikk inkl. overflatebehandling, - Tillegg for montering 25-35% av rørprisen. - Prisene er basert på leveranse av ca. 500 m rør.	Norges vassdrags- og energidirektorat NVE	Fig 4.6.3



Kostnader duktile støpejernsrør	Prisnivå pr. jan. 2015	
- Muffekoblinger m/pakning er inkludert - Tillegg for strekkfaste koblinger ca. 30 % - Transport er inkludert - Tillegg for montasje: 20-30 % av rørprisen	Norges vassdrags- og energidirektorat NVE	Fig 4.6.4

5 KOMPLETTE ELEKTROMEKANISKE LEVERANSER

5.1 Generelt

5.1.1 Leveranseomfang

Leveranser av komplett elektromekanisk utstyr omfatter generelt alt nødvendig elektromekanisk utstyr i kraftstasjonen, komplett montert og idriftsatt, hvor annet ikke er oppgitt i kommentaren til hver enkelt priskurve.

I en komplett elektromekanisk leveranse inngår normalt følgende:

- Turbin
- Turbinstyring
- Innløpsrør
- Innløpsventil
- Generator
- Apparat- og kontrollanlegg
- Transformator 22 kV (se kapittel 5.3.2 Mikro- og miniaggregater)
- All intern kabling i stasjonen
- Transport, forutsatt kjørbar vei
- Prosjektering, montasje og idriftsettelse

Leveransen omfatter derimot ikke:

- Bygge- og anleggsmessige arbeider
- Ventilasjon
- Lys og varme i kraftstasjonen
- Strøm til inntaket
- Eventuelt løfteutstyr i kraftstasjonen
- Reservedeler
- Merverdiavgift
- Byggherreutgifter
- Uforutsett

5.2 Komplette aggregater, 500 – 10 000 kW

5.2.1 Prisgrunnlag

Prisgrunnlaget er i hovedsak basert på regresjonsanalyse av innhentede priser fra norske anlegg, justert for prisstigning opp til 2015-nivå.

Prisgrunnlaget gir oversikt over komplette elektromekaniske leveranser i kraftstasjoner og gjenspeiler prisnivået med normalt leveringsomfang og kvalitet på utstyr.

For små kraftverk er det viktig at det elektrotekniske utstyret er enklest mulig, men allikevel funksjonelt og pålitelig. Prisgrunnlaget forutsetter kontrollanlegg basert på hvilestrømsprinsippet og synkrongenerator for aggregater over 1000 kVA. Videre forutsettes at kraftstasjonen skal levere strøm ut på et 22 kV distribusjonsnett.

Budsjettpriser fra leverandører har vist seg å variere en god del. Budsjettpriser kan også være mangelfulle med hensyn på prosjekterings-, montasje- og idriftsettelseskostnader som påløper. Generelt bør man være forsiktig med budsjettpriser innhentet i en tidlig fase av et prosjekt og det anbefales å sammenligne med priskurvene her.

I overgangen fra småkraftverk til kraftverk over 10 MW er det et sprang i priskurvene. Disse sprangene er hovedsakelig forårsaket av to faktorer, reguleringsstabilitet og konstruksjon:

- Statnetts "Funksjonskrav i kraftsystemet" trekker en grense (blant andre) ved 10 MVA, som bidrar til økt pris over denne grensen.
- Småkraftaggregater kan bygges relativt enkle på grunn av små dimensjoner og defleksjoner. Større aggregater trenger mer krevende konstruksjonsløsninger, og blir derfor relativt sett dyrere.

5.2.2 Aggregater til små kraftverk

Prisene er oppgitt som kr/kW nominell effekt, og som funksjon av maksimal slukeevne og maksimal effektiv fallhøyde.

Det er laget priskurver for hver av de mest vanlige turbintypene i markedet i effektområdet fra 500 til 10 000 kW. Fallhøydekurvene som er tegnet inn på prisdiagrammene tilsvarer et vanlig område for Pelton, Francis og Kaplan småturbiner. De øverste kurvene representerer på ingen måte noen grense for bruk av en turbin av denne typen.

Når det gjelder valg av turbintyper, generator og transformator etc., henvises det til kapittel 3 Elektrotekniske arbeider og kapittel 4 Maskintekniske arbeider for mer detaljerte og utdypende forklaringer for de respektive fagområder.

5.3 Mikro- og miniaggregater inntil 500 kW

5.3.1 Prisgrunnlag

Tilgjengelig underlag for aggregater i denne kategorien er begrenset for denne perioden. Prisene er oppdatert med samme justering som for komplette småkraftverk, altså justert opp omtrent 30 %.

5.3.2 Mikro- og miniaggregater

Prisene er oppgitt i kr/kW nominell effekt og som funksjon av maksimal slukeevne og maksimal effektiv fallhøyde.

Det er laget priskurver for hver av de mest vanlige turbintypene i markedet i effektområdet opp til 500 kW. For turbiner mindre enn 10 kW kan prisene i kr/kW være svært høye. Kurvene er ført lengst ned for Peltonturbiner da det er vanlig å bruke vertikale Peltonturbiner med flere stråler for mikrokraftverk.

Omdreiningstall inngår ikke i priskurvene for turbiner i effektområdet 1 – 500 kW. Ved lave turtall benyttes det ofte gir for turbiner, og det kan være overføring med reimdrift.

Fallhøydekurvene som er tegnet inn på prisdiagrammene tilsvarer et vanlig område for mini- og mikroturbiner av typene Pelton, Francis og Kaplan. De øverste kurvene representerer på ingen måte noen grense for bruk av en turbin av denne typen.

Oppgitt prisnivå for mikroaggregater gjenspeiler hva man kan kalle et normalt prisnivå. Det finnes turbiner på markedet til priser både lavere og høyere enn angitt i priskurvene.

Det er laget priskurver for følgende mikroturbintyper:

- Pelton
- Francis
- Kaplan/rørturbin

Andre turbintyper som er aktuelle er Crossflow- og Turgoturbiner.

Turbiner opp til 500 kW

Oppgitte priskurver gjelder for komplett elektromekanisk utrustning, dvs.
turbin + turbinstyring + innløpsventil (ikke på Kaplanturbiner) + generator + kontrollanlegg + koblingsanlegg + eventuelt transformator.

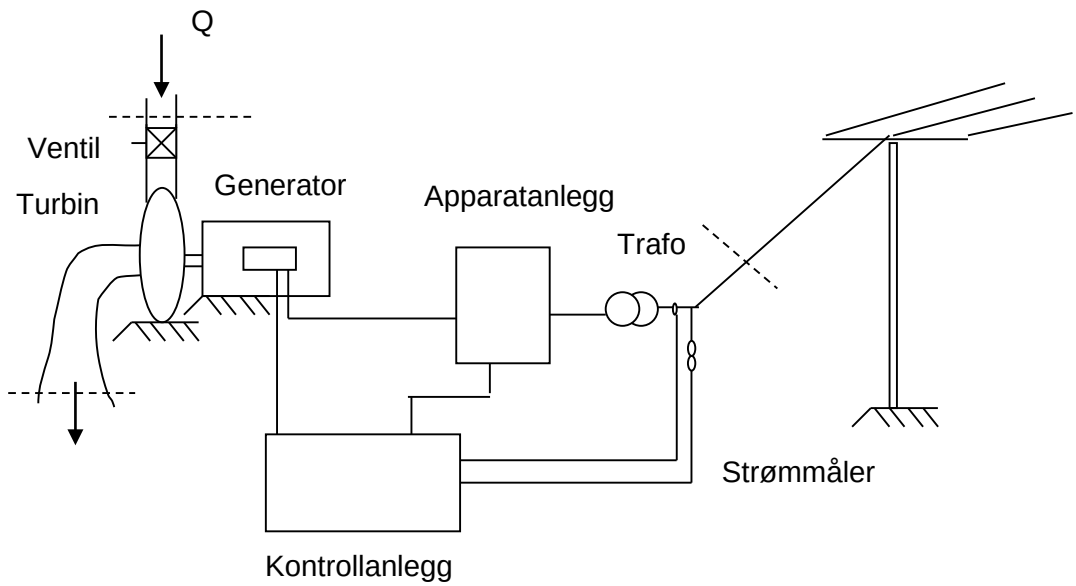
For anlegg som kobles direkte til lavspentnettet (240/400V) trengs det ikke transformator. Dette kan normalt være aktuelt for anlegg med en ytelse mindre enn ca. 100 kW.

Generelle tips ved valg av leverandør

Følgende punkter i tillegg til prisen bør vurderes ved valg av leverandør:

- Referanser. Ta kontakt med andre utbyggere som har brukt den samme leverandøren.
- Automatisering av stasjonen. Dette er viktig med tanke på hvor mye arbeid som kreves til daglig drift.
- Reguleringsområdet til turbinen, som maksimum og minimum vannføring for kontinuerlig drift. Dette er viktig med tanke på best mulig utnyttelse av tilgjengelig vannføring.
- Virkningsgrad. Vær kritisk til oppgitte virkningsgrader som mangler pålitelig dokumentasjon.
- Driftssikkerhet kan være like viktig som høy virkningsgrad.
- Sjekk om alt nødvendig utstyr/arbeid er medregnet i oppgitt pristilbud.

Prinsippskisse:



5.3.3 Peltonturbiner

Bruksområde

Ved store kraftverk nyttes Peltonturbiner ved store fallhøyder. For mindre installasjoner kan det være aktuelt å bruke Peltonturbiner også for relativt små fallhøyder. Området for bruk av Peltonturbiner overlapper området for Francisturbiner. For de aller laveste vannføringene og effektene brukes gjerne Peltonturbiner med 1 til 6 dyser.

Om det er aktuelt med stor variasjon i last, kan dette være et argument for å velge en Peltonturbin, fordi det er mulig å klare store variasjoner i vannføringen med kun ett aggregat. Dette er ofte fordelaktig ved uregulerte små kraftverk.

De minste Peltonaggregatene har som regel ikke en tradisjonell ringledning, og de står ofte vertikalt oppstilt. De aller enkleste kan være utstyrt med en nåleventil på en injektor og har kuleventil i resterende dyser/injektorer. Miniturbinene kan ha plasthjul når trykket er lavere enn 100 meter.

5.3.4 Francisturbiner

Bruksområde

Francisturbinen er den mest brukte turbintypen i Norge, med et utstrakt bruksområde mellom Pelton- og Kaplanturbinen. Francisturbin brukes som regel ikke for de aller minste ytelsene, da en Peltonturbin med flere dyser er mer anvendelig. Dersom fallhøyden er lav (under 50 meter) kan en Francisturbin være bedre egnet enn en Peltonturbin, men dette er avhengig av forholdet mellom fallhøyde og vannføring.

5.3.5 Kaplanturbiner

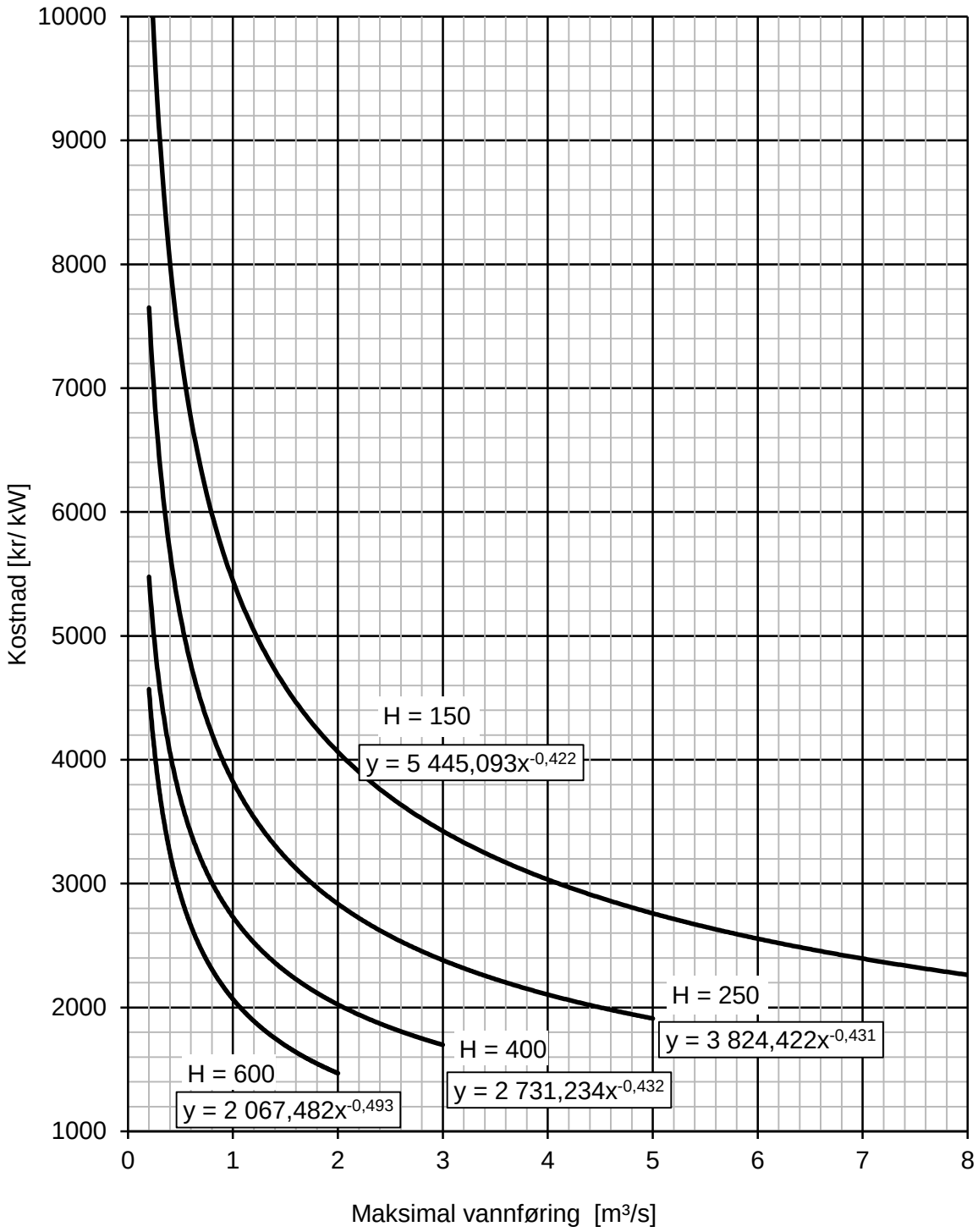
Bruksområde

Små Kaplanturbiner brukes sjelden over 25 meter. For nedre grense for fallhøyden er det ofte kostnaden i kr/kWh som er bestemmende.

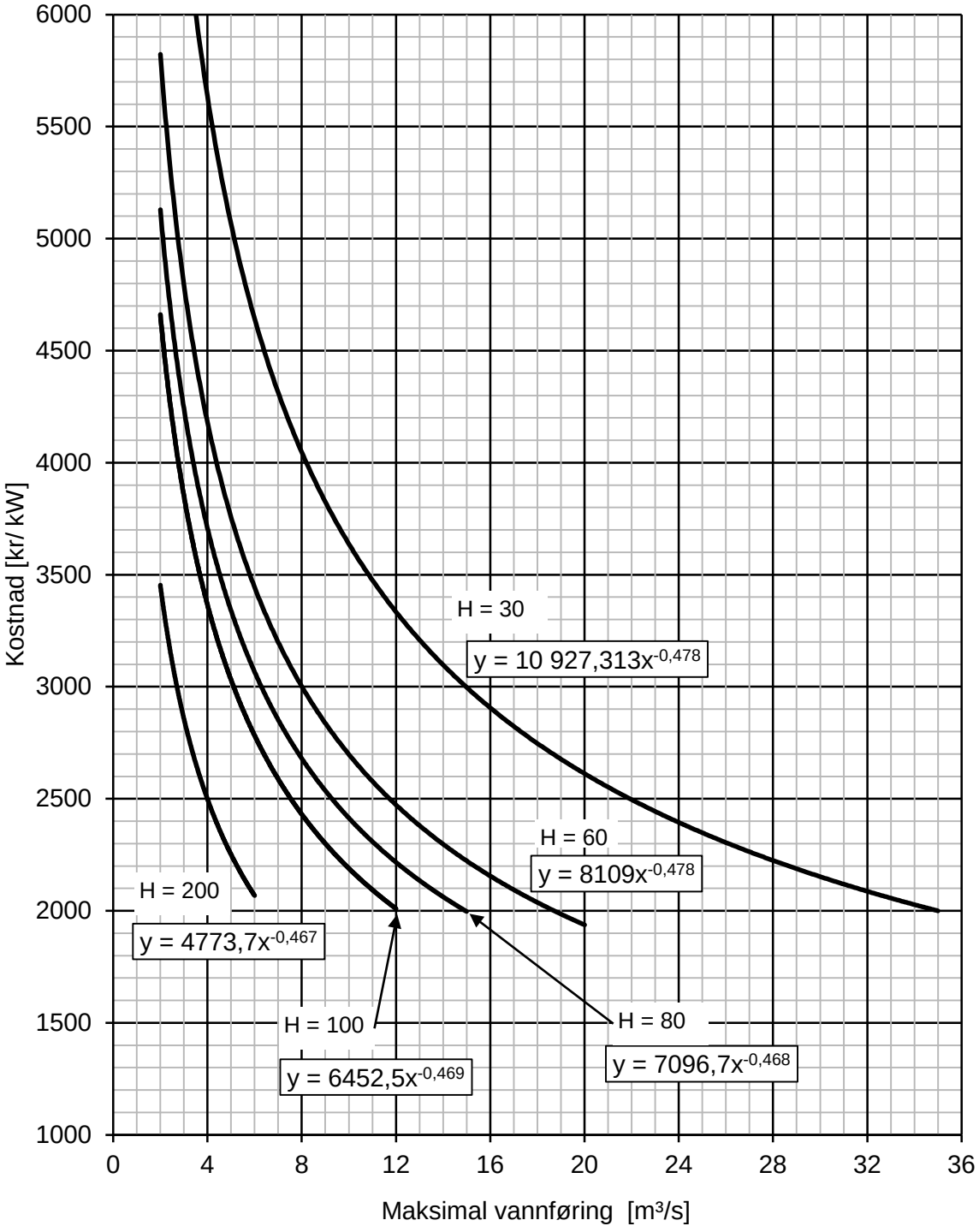
Kaplanturbiner er forholdsvis kostbare uttrykt i kr/kW fordi de blir brukt ved relativt sett store vannføringer og liten fallhøyde, noe som gir store dimensjoner på turbinen i forhold til avgitt effekt.

5.3.6 Andre turbintyper

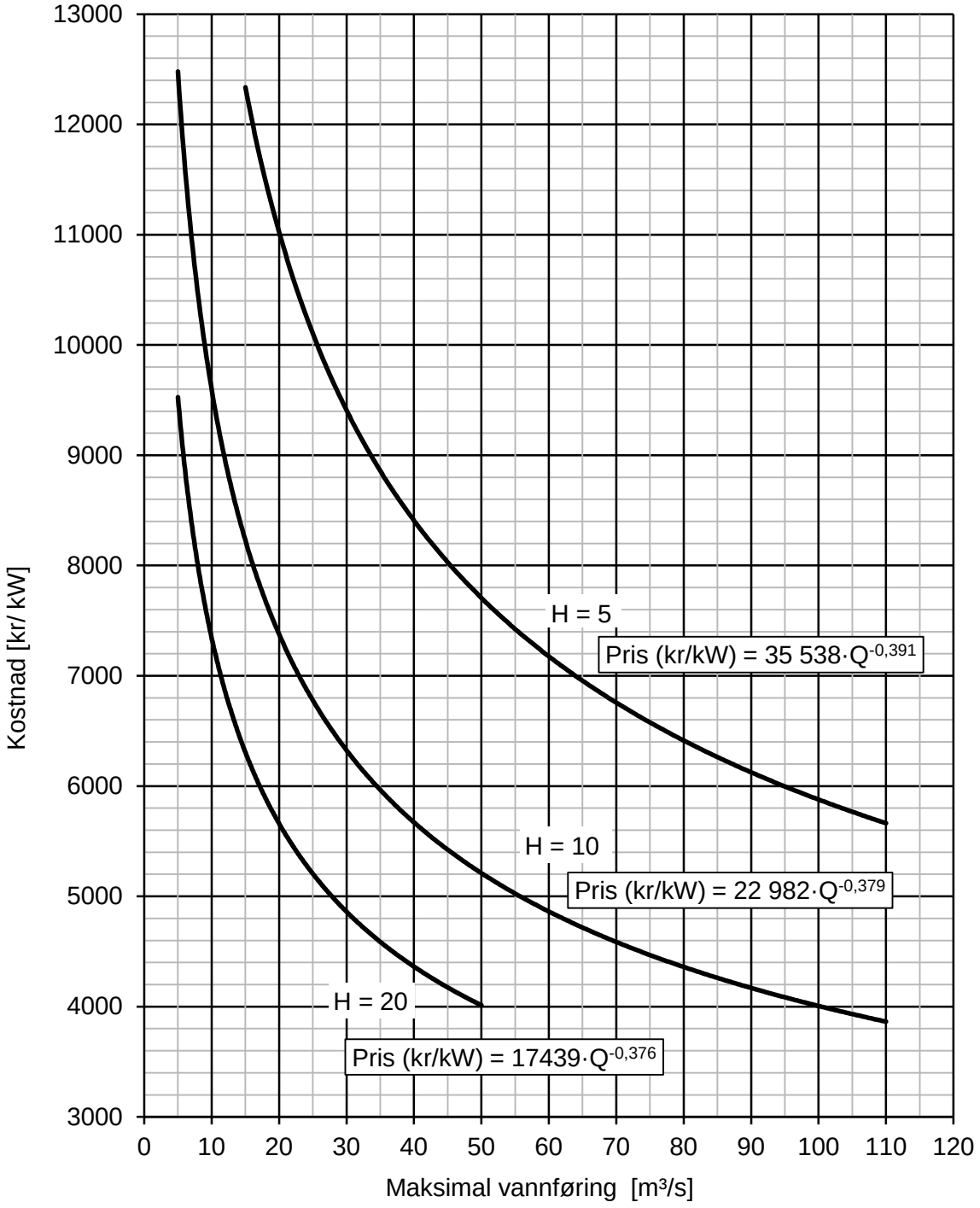
Crossflow- og Turgoturbiner er omtalt i kapittel 4.2.4. Disse turbintypene er også aktuelle som mikro- og miniaggregater, og i det internasjonale markedet kan en få kjøpt disse ned til de minste effektene. Disse turbintypene lages ikke i Norge. Fordelen med Turgoturbinen er at den er mer kompakt enn Peltonturbinen og den er bedre egnet enn Peltonturbinen dersom det er risiko for sandslitasje. Crossflowturbinen har den fordelen at den er relativt enkel å vedlikeholde, enkel å installere og rimelig ved innkjøp.



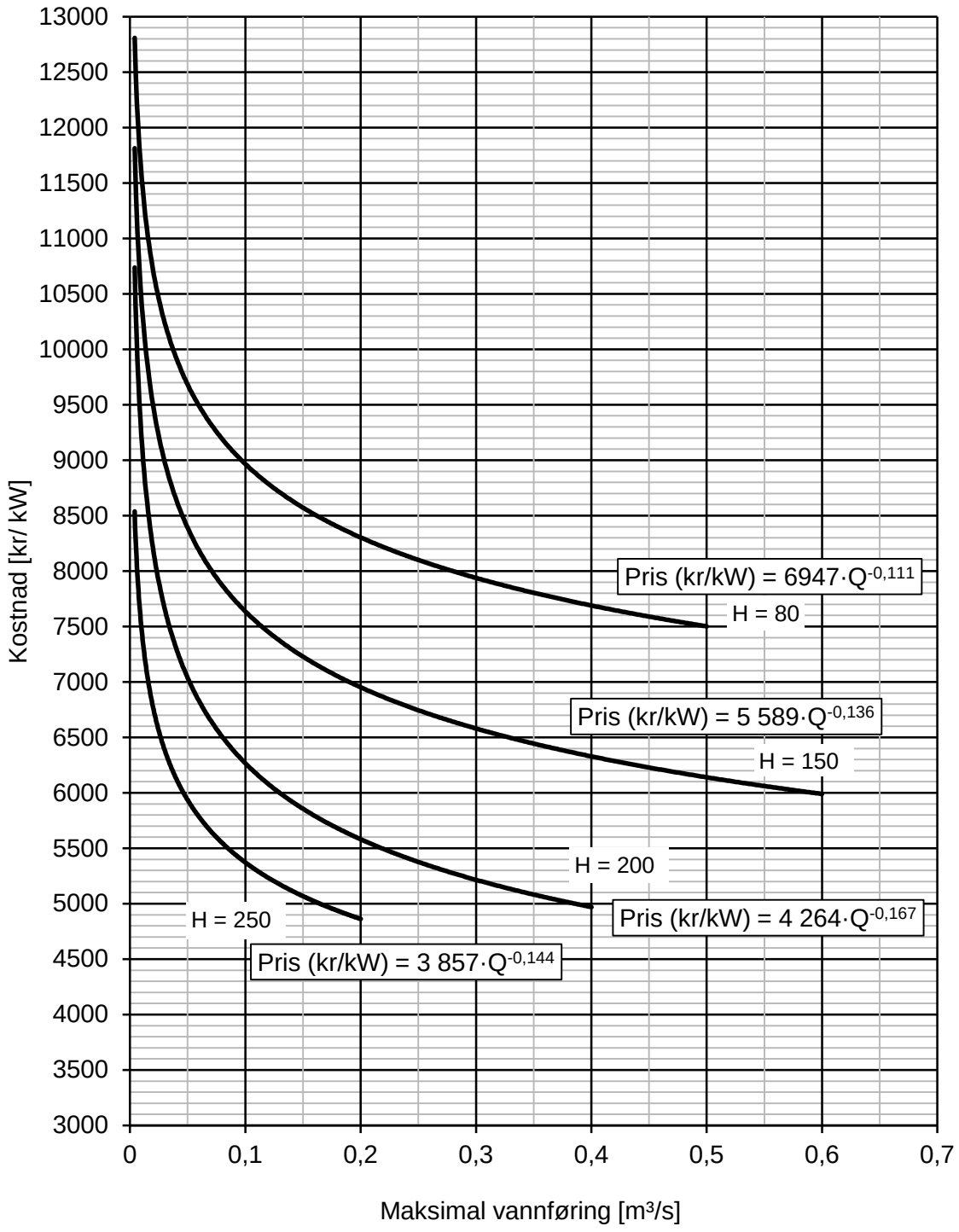
Kostnader el/mek pakke Pelton 500-10 000 kW	Prisnivå pr. jan. 2015	
- Kurvene gjelder for komplett montert leveranse - Priser inkl: turbin + turbinstyring + innløpsventil + generator + kontrollanlegg + koplingsanlegg + transformator	Norges vassdrags- og energidirektorat NVE	Fig 5.2.1



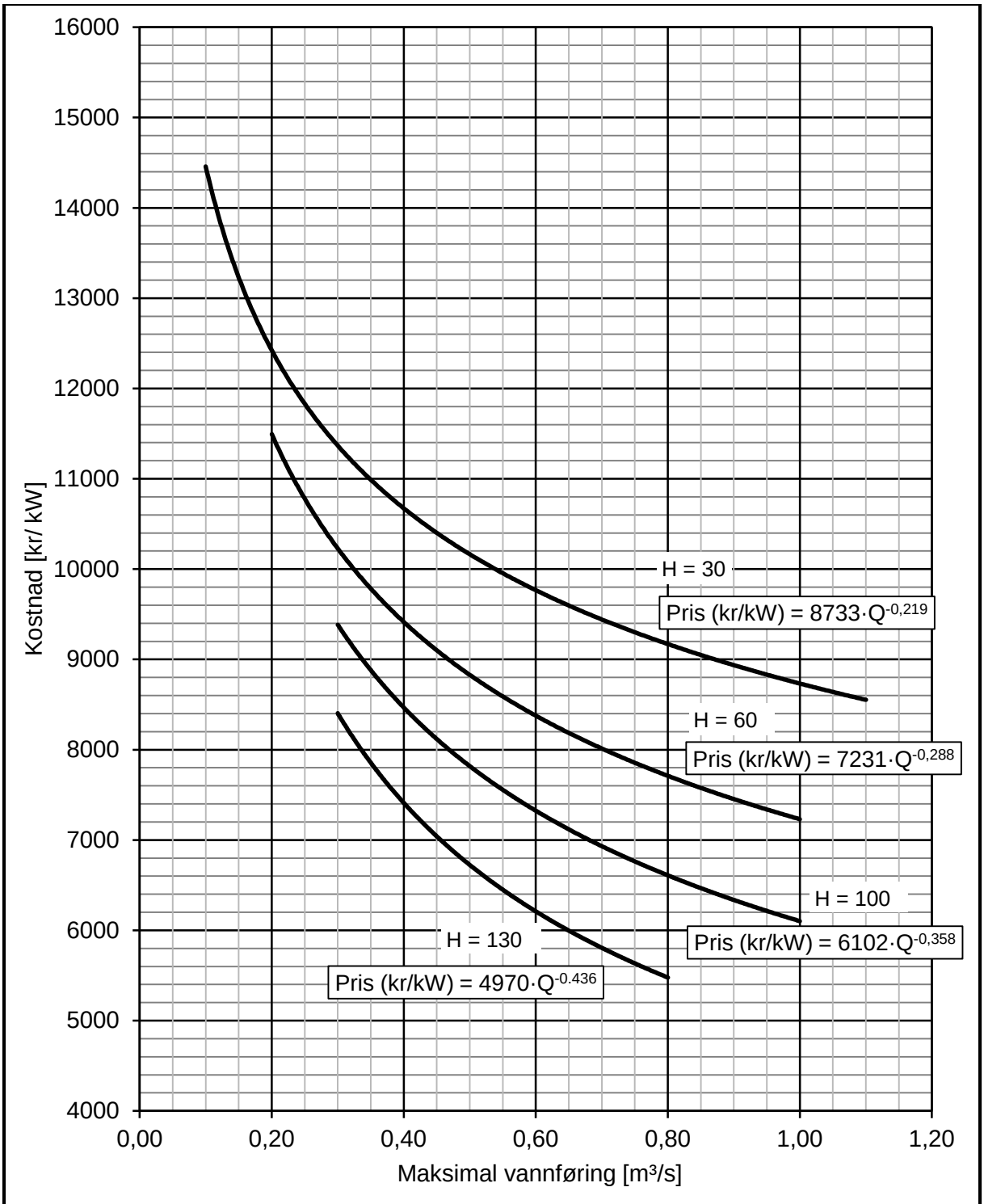
Kostnader el/mek pakke Francis 500-10 000 kW	Prisnivå pr. jan. 2015	
- Kurvene gjelder for komplett montert leveranse - Priser inkl: turbin + turbinstyring + innløpsventil + generator + kontrollanlegg + koplingsanlegg + transformator	Norges vassdrags- og energidirektorat NVE	Fig 5.2.2



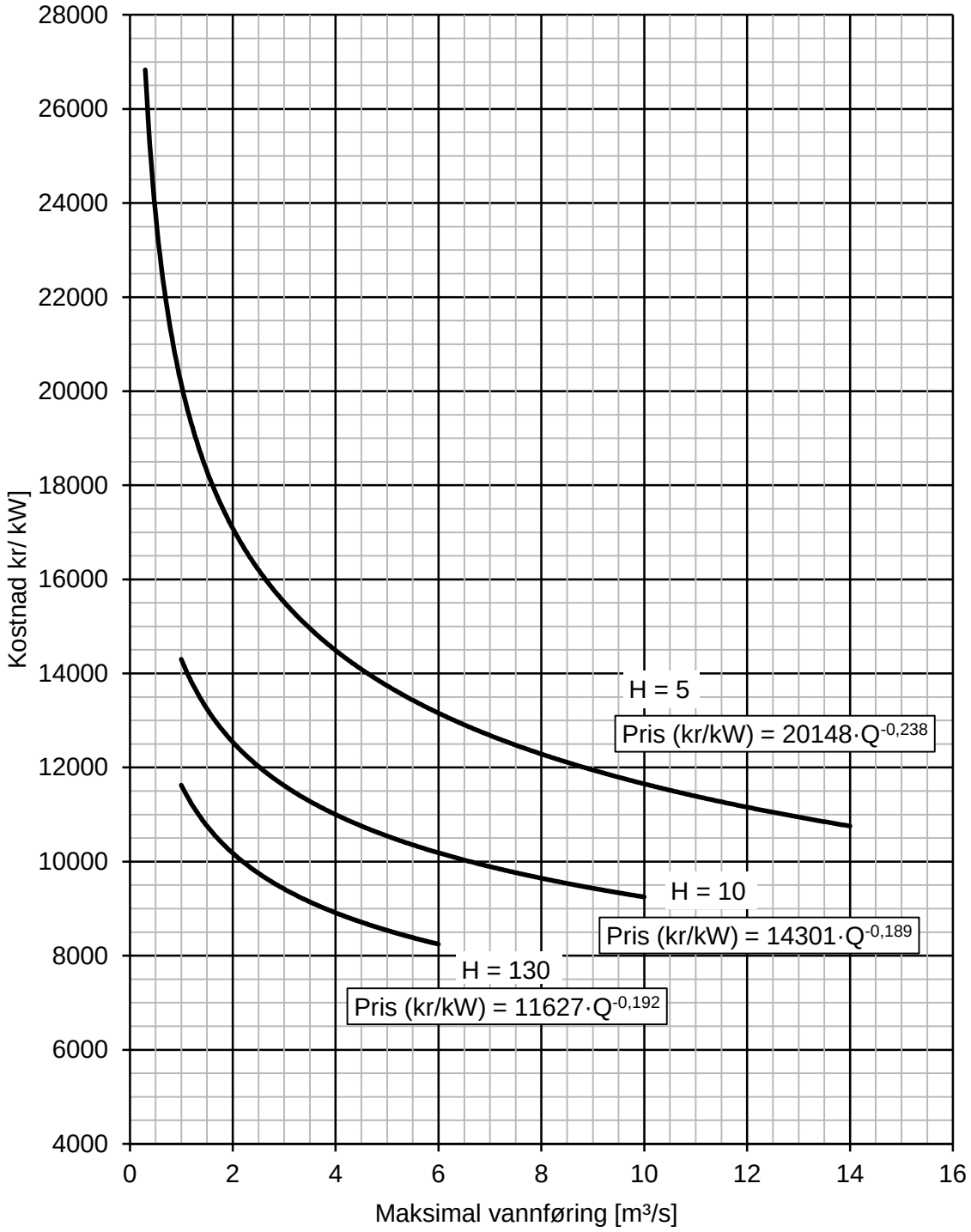
Kostnader el/mek pakke Kaplan 500-10 000 kW	Prisnivå pr. jan. 2015	
- Kurvene gjelder for komplett montert leveranse - Priser inkl: turbin + turbinstyring + innløpsventil + generator + kontrollanlegg + koplingsanlegg + transformator	Norges vassdrags- og energidirektorat NVE	Fig 5.2.3



Kostnader el/mek pakke Pelton 1-500 kW	Prisnivå pr. jan. 2015	
- Kurvene gjelder for komplett montert leveranse - Priser inkl: turbin + turbinstyring + innløpsventil + generator + kontrollanlegg + koplingsanlegg + transformator	Norges vassdrags- og energidirektorat NVE	Fig 5.3.1



Kostnader el/mek pakke Francis 20-500 kW	Prisnivå pr. jan. 2015	
- Kurvene forutsetter horisontale aggregat med turbin-senter 2-3 meter over laveste undervann ved fullast - Prisene gjelder komplett montert leveranse - Priskurvene inkluderer: turbin + turbinstyring + innløpsventil + generator + kontrollanlegg + koplingsanlegg + (transformator)	Norges vassdrags- og energidirektorat N V E	Fig 5.3.2



Kostnader el/mek pakke Francis 20-500 kW	Prisnivå pr. jan. 2015	
- Prisene gjelder for komplett montert leveranse - Kurvene gjelder både for rør- og Kaplan-turbiner - Priskurvene inkluderer: turbin + turbinstyring + generator + kontrollanlegg + koplingsanlegg + evt. transformator	Norges vassdrags- og energidirektorat NVE	Fig 5.3.3

Norges
vassdrags- og
energidirektorat

Norges vassdrags- og energidirektorat

Middelthunsgate 29
Postboks 5091 Majorstuen
0301 Oslo

Telefon: 09575
Internett: www.nve.no