SMÅKRAFTVERK

Forelesning, NTH 25.4.1979

av

avdelingsingeniør Torodd Jensen

Norges
vassdrags- og elektrisitetsvesen
Avdeling for vasskraftundersøkelser

Avd./kontor — Dokumenttype (Se baksiden)

NVE

VU-foredrag

Tittel	Tilgjengelighet/merknad		
SMÅKRAFTVERK	Offentlig		
Prosjekt			
Stikkord/emneord	Dato: 24.4.79	Arkiv-/ref.nr.	
	Ansvarlig	Avd./kontor	Sign.
Reg.nr. (Coindoc)	Saksbearbeider: T. Jensen	Avd./kontor: VU	Sign.
Oppdragsgiver	Opplag / Dokument / Fors. - ekstra	Antall / Ark i alt	Derav bilag

ORIENTERING OM SMÅKRAFTVERK

Litt historikk

Fra århundreskiftet og frem til andre verdenskrig ble det bygd et stort antall kraftverk som stort sett opererte på små avgrensete forsyningsnett. I en statistikk fra 1944 går det fram at det i alt var registrert 2009 kraftverk hvorav 1964 var mindre enn 10 MW, og hele 1818 mindre enn 1 MW. Etter krigen begynte en storstilt utbygging av større anlegg. De store samkjøringslinjene kom, og svært mange av de gamle små verkene ble for kostbare og upålitelige å holde i drift. De fleste småverk ble etter hvert nedlagt, eller de gikk inn i større utbygginger. Fra 1968 ble derfor alle verk mindre enn 1 MW utelatt fra statistikken da de utgjorde en ubetydelig del av energiproduksjonen. Pr. 1.1.1978 er det registrert 427 kraftverk med maskininstallasjon størrre enn 1 MW. I tabell 1 er vist vasskraftstasjoner fordelt etter størrelse pr. 1.1.1944.

Tabell 1

Størrelse	Antall
0 - 100 kW	1463
100 - 500 kW	270
500 - 1.000 kW	85
1.000 - 5.000 kW	116
5.000 - 20.000 kW	49
20.000 -	26

Dokument sendes til

Forslag til dokumenttype:

Melding	SO-rapport
Rundskriv	LTP-rapport
Notat	Arbeidsrapport
Instruks	Reiserapport
Norm	

Hva forstår vi med et småkraftverk?

Definisjonsmessig finnes ingen kriterier for øvre grense, men vi har foreløpig valgt å gi verk fra ca. 0,3 MW til 10 MW betegnelsen småkraftverk. 10 MW vil være øvre grense for standardiserte og forenklete produkter fra maskinleverandører. Grensen 0,3 MW har gitt seg selv da verk med lavere installasjon er vanskelig å registrere bare ved hjelp av kart. En må også regne med at verk under 0,3 MW vil bety lite for landets energiforsyning.

Begrepene er i seg selv bare av akademisk interesse. Det viktigste for de mindre vasskraftressursene er hvordan de blir behandlet i planleggingen og utbyggingen av det samlede norske elektrisitetssystemet.

Småkraftverk i norsk elektrisitetsforsyning.

Når det gjelder planlegging og prioritering så bør småkraftverk gå inn som en integrert del av systemplanleggingen sammen med de gjenværende større prosjekter. Kostnad, produksjonstilskudd og naturmessige virkninger er avgjørende faktorer i denne sammenheng. Forestillingen om en storstilt utbygging av småkraftverk isolert fra annen vasskraftutbygging er urealistisk da en også her har dyre og billige prosjekter. I de fleste tilfeller vil en også finne at små prosjektene også krever inngrep i naturen. For et utbyggingsselskap som har flere alternativer å velge mellom vil derfor småkraftverk inngå som en ressurs i likhet med større prosjekter.

Utbygging av småkraftverk i organisasjonsmessig sammenheng.

Selv om mindre kraftverk bør gå inn som et integrert element rent energiteknisk, så vil de skille seg ut fra de store utbygginger rent organisasjonsmessig. De store utbyggingene som er foretatt etter siste krig har vært meget kapitalkrevende, og har derfor ofte vært forbeholdt større selskaper. Dette vil stille seg annerledes med de små kraftverk. Med sin enkle utførelse og krav til forenklet anleggsdrift vil de lett kunne utbygges av mindre lokale verk, f.eks. kommunale elektrisitetsverk. Småkraftverkene synes derfor å ligge godt til rette for utbygging i lokal regi.

Herved vil man imidlertid introdusere to nye problemer:

Kostnader og kraftpriser. For det første vil investeringen ved en slik utbygging ofte gi kraftkostnader som er høyere enn det utbyggeren må betale for å kjøpe kraft fra f.eks. fylkesverket. Årsaken til dette er at kraftprisene i Norge i dag svært ofte fastsettes på grunnlag av kraftselskapenes regnskapsmessige balanse. De gamle, langt nedskrevne anleggene vil således dra kraftprisene ned og skape et prisnivå som ligger betydelig under kostnaden ved å skaffe ny kraft. At det aktuelle prosjektet likevel er riktig å ta i bruk kommer selvsagt av at det kan konkurrere økonomisk med andre nye prosjekter, og så lenge vi trenger mer kraft er det dette som er avgjørende for om prosjektet skal realiseres.

Imidlertid så vil ofte dette kostnads-/prisproblemet være meget avgjørende for en mindre elektrisitetsverk. Det er derfor nødvendig, med bistand fra fylker og stat, å finne finansieringsordninger som kan løse dette problemet.

Optimal utnyttelse av energiressursen. Det andre problemet er hvordan kraften skal kunne utnyttes best mulig. Slike kraftverk vil ofte være dårlig regulert. Produksjonen vil da passe dårlig med eierens eget behov, samtidig som en kontinuerlig drift under lavvassperioder vil føre til kjøring på svært dårlig virkningsgrad. Energiutnyttelsen kan forbedres ved at tilstrekkelig korttidsmagasin skaffes slik at man ved vekselvis start- og stoppkjøring mest mulig kan kjøre på beste virkningsgrad selv i lavvassperioder. Derved kan også maskininstallasjonen økes for å ta større flomvassføringer uten at turbinen "drepes" under lavvassperioder. En slik optimal dimensjonering og drift vil selvsagt kunne føre til innpasningsproblemer på et lite separat nett. Derved oppstår behovet for samkjøring med et større system.

Det finnes ventelig flere måter å løse disse problemene på.
To av disse skal kort skisseres:

a) Det lokale verk står som utbygger og eier samtidig som det sørger for den tekniske drift. Det inngås en kombinert finansierings- og produksjonssamarbeidsavtale med et fylkesomfattende verk.

b) Det fylkesomfattende verket står som utbygger og eier. Det inngås avtale med det lokale verk om teknisk drift av kraftstasjonen.

Begge modellene bør kunne brukes selv innenfor samme fylke, avhengig av de stedlige forhold.

Det bør være en oppgave å sørge for, enten gjennom konsesjonsbehandlingen eller gjennom betingelser for økonomisk støtte til utbygging, at energiressursen blir utnyttet best mulig f.eks. gjennom slike avtaler.

Omfang og mulig produksjonstilskudd

Vi har som nevnt hatt ca. 1800 verk mindre enn 1 MW. Disse vil det være mulig å reetablere til en viss grad, men noen er for små til å være av betydning og noen er allerede gått inn i større utbygginger. Hvor mange som er aktuelle for gjenoppbygging er ennå vanskelig å si, da en enda ikke har kommet i gang med en systematisk kartlegging av opprustingsmulighetene. Av nye prosjekter har en de siste par år kartlagt vel 300 stykker. De fleste av disse er større enn 1 MW. Når denne registreringen er avsluttet kan antallet muligens komme opp mot 400 nye verk i størrelsesorden 0,5-10 MW. Se vedlagt tabell 2 med fylkesoversikt for kartleggingen pr. desember 1978. Disse prosjektene spenner over alle kostnadsklasser. En utbygging må derfor gå over lang tid, og rekkefølge og tempo vil avhenge av kostnad og tilgjengelighet av annen kraft. Innenfor rammen av økonomisk utbyggbar vasskraft, viser oversikten i alt ca. 5 TWh fra nye småkraftverk.

PLANLEGGING OG BYGGING AV SMÅKRAFTVERK

Oversikt over forenklingen

Prinsippet for småkraftverk er vurdert tidligere i en forelesning, og her skal bare kort repeteres hva man i Vassdragsdirektoratet mener vil være en riktig utvikling.

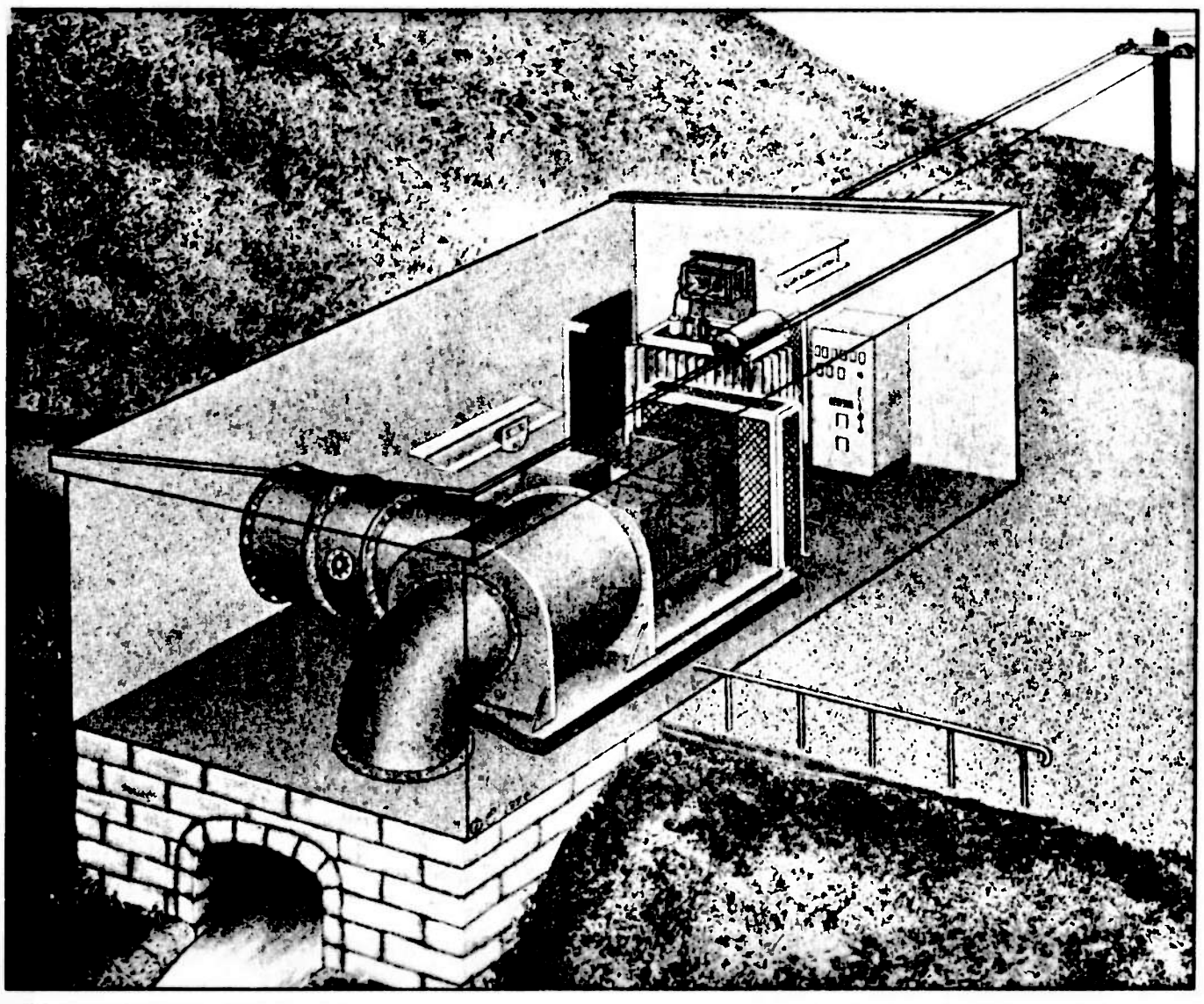
Turbinleverandørene fremskaffer turbiner som egner seg for serieproduksjon. Alternativet til dette er ferdige tegninger for ulike turbiner som kan skaleres opp etter ulike fallhøyder og vassføringer.

Elektroleverandører bør utnytte erfaringene fra serieproduserte komponenter for skip (generator, apparatanlegg). For å kunne nytte disse

generatorene er det nødvendig med gear der løpehjulet i turbinen har lavere hastighet enn 500 o/min. Asynkrongeneratorer som er billigere enn synkrongeneratorer bør vurderes der nettet tåler dette. En asynkrongenerator drives av nettet og kan altså ikke produsere strøm alene. Fjernstyring for å unngå fordyrende mannskap er nødvendig.

Vannveien kan være kanal, tunnel eller rørgate. For kanal gjelder spesielle regler. Man har ikke lov til å ta inn bekker i kanalen (disse må føres over eller under). Vannhastigheten bør ikke overskride grensen for sarrdannelse om vinteren. Kanalen bør heller ikke ha for mye trær i nærheten, dette fører til rask som tetter inntaket. Rørgatene er av tre (H_{maks} 70 m), plast (H_{maks} må foreløpig regnes til 100 m), stål og duktile støpejernsrør. Det er en fordel om rørene kan graves ned. Da reduseres antalle bukker, noe som gir seg utslag på rørgatekostnaden.

Kraftstasjonsbygningen



Figuren viser i prinsippet en stasjon med fiskebollboksturbinene fra Sørumsand Mekaniske Verksted. Transformatoren kan med fordel settes utenfor bygningen for å redusere denne.

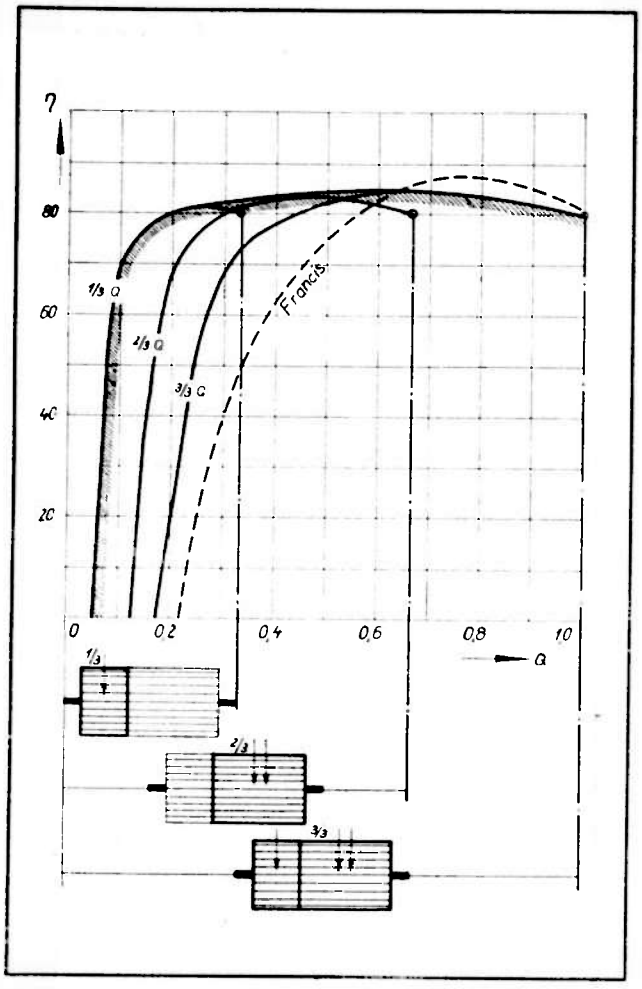
Kraftstasjonsbygningen kan være enkel, gjerne av tre med ildfast vegg ved apparatanlegget. Kran for turbin og generator kan sløyfes om taket konstrueres slik at det kan løftes av. Selve bygningen kan gjøres mindre ved å sette transformatoren i friluft.

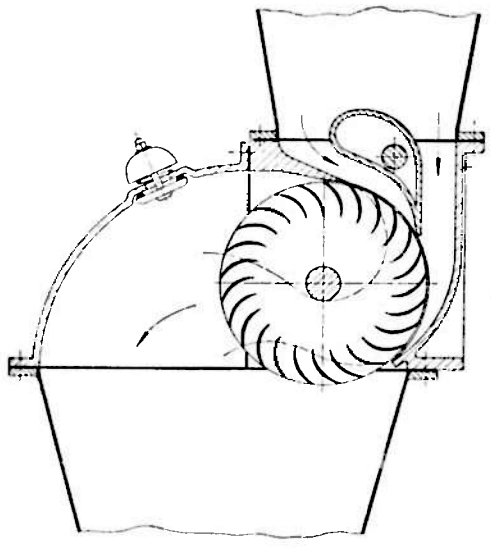
TURBINER

Sørumsand Mekaniske Verksted har som flere andre turbinleverandører fundert på serieproduksjon av turbiner. Bilag 3 viser nomogram med områder for de turbiner som er aktuelle. Foreløpig er det utviklet et standardsystem for francisturbiner og de såkalte "fiskebollbokser". Virkningsgraden for enkelte turbiner går opp i 92 % som bilag 3 viser. Det er her viktig å være klar over at turbinvirkningsgraden er en flate. Andre turbinstørrelser vil derfor ha noe forskjellig virkningsgrad.

De turbiner som her er nevnt er beskrevet i et tidligere foredrag, og jeg viser til dette for ytterligere opplysninger.

Ossburger i Vest-Tyskland lager en type turbin som skiller seg vesentlig fra francis og rørturbiner. Bilag 4 og 5 inneholder en del data om turbinen. Ossburger turbinen er aktuell i uregulerte vassdrag på grunn av den flate virkningsgradskurven. Denne kommer fram ved kjøring på 1/3, 2/3 eller 3/3 av q_{max}. Dette reguleres ved ventiler som styres av høyden på overvannet. Man har dermed regulering på vannsiden, og ytterligere turbinregulering er unødvendig. For fall under 30 m er det ikke nødvendig med andre stoppeventiler enn den som er i maskinen.

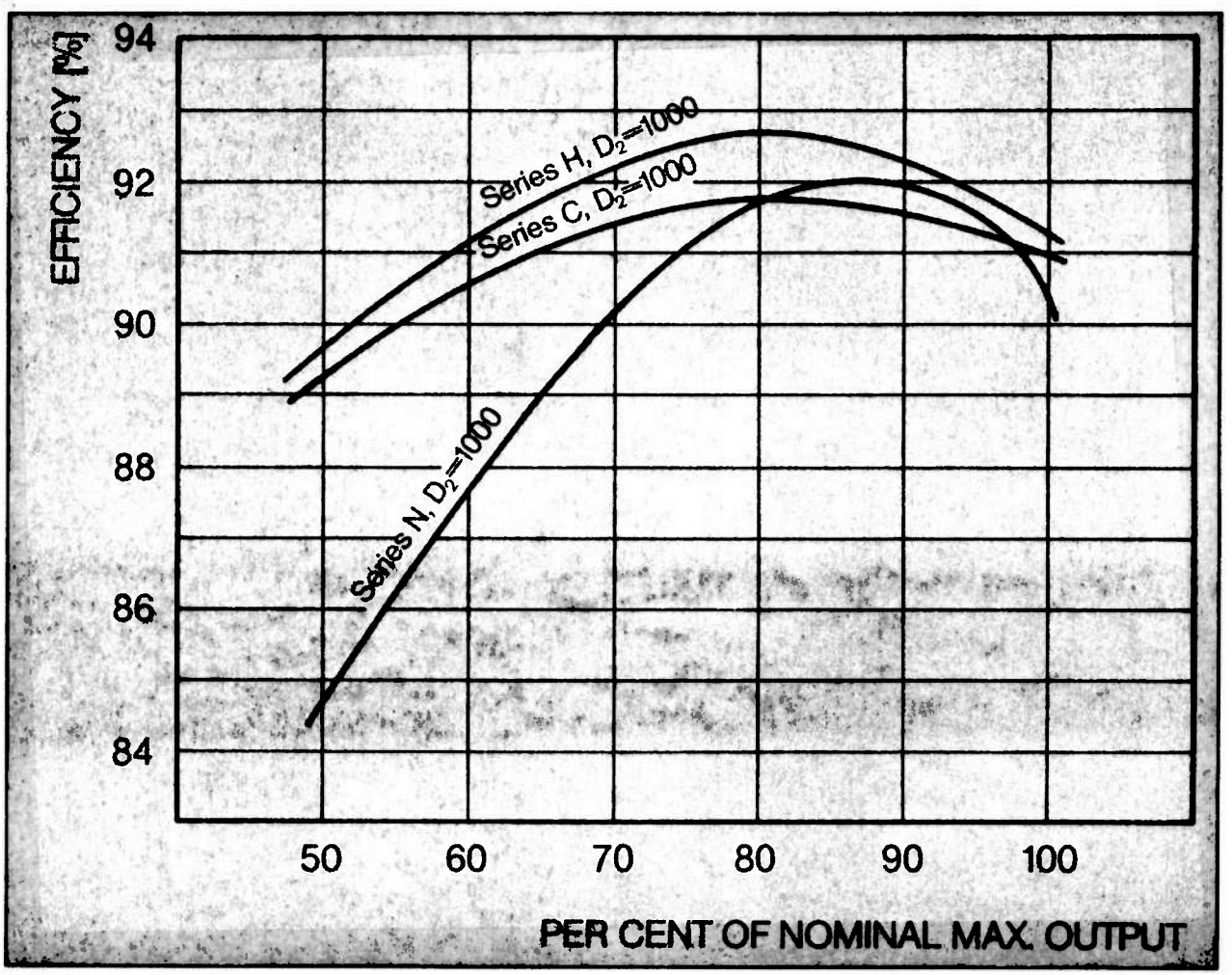




Prinsippet for en Ossburger turbin. Virkningsgraden er flat i området mellom 20 og 100 % av maksimal slukeevne for turbinen.

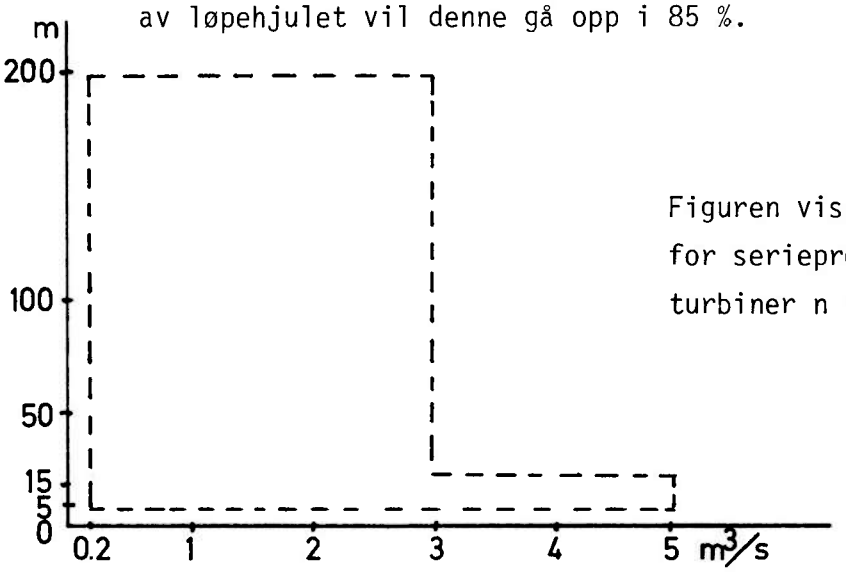
Ossburger turbinen lages i dag mellom 1 kW og 1000 kW og for fall mellom 1 og 200 m. Maksimal slukeevne varierer fra 0,2 til 7 m^3/s. Fabrikken har ferdige grunntegninger slik at alle størrelser skaleres opp fra disse.

En ulempe med turbinen er den dårlige virkningsgraden. Sammenlikner en med virkningsgraden for turbiner fra Sørumsand vil en se at valg av en Ossburger turbin alltid må kontrolleres mot andre aktuelle turbiner med bedre virkningsgrad. Man kan imidlertid regne med at turbinen har få konkurrenter i området under ca. 200 kW i uregulerte elver.



Virkningsgraden for tre ulike turbiner fra Sørumsand Mekaniske Verksted.

Serieproduserte pumper kan i enkelte tilfeller brukes som turbiner. For tiden vurderer en pumper fra Thune Eureka i Kværnerkonsernet. Pumpene kan bli aktuelle for ytelser under ca. 1 MW. Bruker en pumpene som de er i dag vil de ha en virkningsgrad rundt 75 %, med forandring av løpehjulet vil denne gå opp i 85 %.



Figuren viser antatt dekningsområder for serieproduserte pumper brukt som turbiner n = 1000 o/min.

Den store fordelen ved pumpene er prisen, som vil kunne ligge på ca. 25 % av annen turbinpris. Ulempen er en spiss virkningsgradskurve, som gjør at disse turbinene bare egner seg for stasjoner som har stabil vassføring. De er for eksempel aktuelle der en må tappe minstevassføring, eller som den minste av flere turbiner for å ta vare på minstevassføringen i et vassdrag.

Produksjonsberegninger

Tidligere var det vanlig å beregne turbinytelsen og dermed produksjonen ut fra regulert vassføring. Det lite utbygde samkjøringsnettet var selvfølgelig en av årsakene til dette sammen med vanskene med å avsette ikke garantert kraft. I flere tilfeller fant en også at kraftmengden var nok for generasjoner.

Oversikten som Avdeling for vasskraftundersøkelser utarbeider har med et stort antall lite regulerte elver. Det er helt opplagt at disse ikke kan bygges ut med den tankegang som er skissert over, i beste fall vil potensialet i disse elvene reduseres betraktelig. Hva gjør man så? Jo, det tilstrebes et så stort inntaksmagasin som mulig (min. ca. 12 timers regulering). Installasjonen kan gjerne være 2 ganger den midlere elvevassføring (avhengig av regulering), og turbin og utstyr forøvrig konstrueres for stopp/start kjøring. Det vil si man utnytter magasin og tilsig til å kjøre turbinen flest mulig timer på beste virkningsgrad. I de tilfeller der slik stopp/start kjøring ikke er mulig, vil det være aktuelt å vurdere flere turbiner for å få med mest mulig vann.

Beregningsmessig har en her støtt på et problem da variasjonene i småvassdrag er store og varierer fra dag til dag. De mest brukte simuleringsprogram bruker ukemiddel eller månedsmiddel i avløpsdata. Forsøk har vist at resultatene varierer lite om en benytter ukemiddel eller månedsmiddel. For småelver må en bruke døgnmiddel for å fastslå produksjonen. Teknisk er det ikke vanskelig å lage simuleringsprogram med døgnmiddel, men de vil bli svært dyre å bruke. Vi har derfor satset på to typer kapasitetsprogram som gir oss vassmengden gjennom turbinen etter slukeevnen. Ett gir varighetskurve med vassmengden som funksjon av q_{min} og q_{max} for turbinen. (bilag 6). Forutsetningen er at reguleringen i vassdraget er tilnærmet null, eller at dataene fra en målestasjon er fra de år reguleringen har eksistert.

Det andre programmet gir tilgjengelig vassmengde som funksjon av kapasiteten med magasinprosenten i inntaksmagasinset som parameter (SBI) (bilag 7).

Kjenner man fallhøyden er det dermed enkelt å regne ut den midlere årlige produksjon.

$$\text{Midlere produksjon GWH} = e \cdot Q$$

$$\text{Energiekvivalent } e = \frac{H \cdot \eta \cdot 9{,}81}{3600} \quad \text{kWh/m}^3$$

Kurvene i bilag 6 kan også fremskaffes for årets måneder. Man får dermed et godt grunnlag for å vurdere sommer og vinterproduksjon.

Fastkraft

For å få mest mulig nytte av småkraftverk bør de samkjøres med andre større verk. Gjør en ikke dette, vil fastkraftproduksjonen bli liten for stasjoner med liten magasinprosent. Produksjon fra et uregulert verk i dagens samkjøringssystem vil gi ca. 80 % fastkraft. Prosjektet Vinkelfallet ved Ringebu i Gudbrandsdalen kan best illustrere dette. Midlere årlig produksjon er beregnet til 17 - 24 GWh avhengig av turbinytelser. Etter vanlige beregninger vil ca. 25 % av dette bli fastkraft. Forskjellen her har selvfølgelig innflytelse på valg av installasjon. På grunn av prisfastsettelsen på kraft, og samarbeidsproblem de enkelte selskaper imellom, må en imidlertid regne med at utviklingen vil gå sin skjeve gang en stund til framover.

Hva kan så NVE gjøre for å rette på forholdene. Foreløpig svært lite, men man kan bruke konsesjon for å presse fram bedre løsninger. Et eksempel er Gloppen elverk i Sogn og Fjordane. Det ble søkt om utbygging av Trysilfossen i Breimselv der man ønsket å installere en turbin på 10 m^3/s og en på 20 m^3/s. Midlere produksjon ville bli ca. 18.6 GWh. Produksjonen var vurdert etter månedsmiddel. Ved bruk av kapasitetskurven SBI viste man at en tredje turbin på 20 m^3/s ville øke midlere produksjon med 7 GWh (vesentlig sommerkraft) til en pris av 90 øre/kWh, et resultat som er billig i dag. Da økt slukeevne ikke ville medføre miljøvernmessige problem fikk Gloppen elverk konsesjon på betingelse av at det ble satt inn en tredje turbin.

DRIFT AV SMÅKRAFTVERK

Hvor mange småkraftverk som kan bli bygd er til syvende og sist avhengig av hvor stabile de er. Da stasjonene forutsettes fjernstyrt med et rutinebesøk en gang i mellom, må alle deler av kraftverket bygges slik at det egner seg for dette. Automatisk stopp/start av det maskinelle utstyret er prøvd i noen eldre stasjoner en tid, og det er all grunn til å anta at dette vil fungere.

De problemene en hittil har hatt, knytter seg i all hovedsak til vassvei og inntak. På grunn av løv og kvister har inntaksristene lett for å tettes til. Rotnes i Hakadal, som er et prøveprosjekt for Sørumsand mek. Verksted, har stått det meste av vinteren. Grunnen her var for det første så sen oppstarting at inntaket allerede var frosset til, samt en mengde med avfall i elva. Inntaket her er sannsynligvis for grunt.

I Vaksdal i Møre og Romsdal har det vært satt i stand en eldre stasjon der rørgaten ble skiftet ut til fordel for plastrør. I lengre perioder i vinter har stasjonen stått grunnet problemer med de gamle turbinene. Selv om temperaturen i perioder har vært nede i 15 minusgrader, var det ikke tegn til frysing av vannet i rørgata. Dette indikerer at en rørgate kan holde noen dager med stillestående vann, men det sikreste er nok en by-pass ventil som tømmer rørgaten om turbinen stopper.

Det en foreløpig kan si om småkraftverk er at det er bygd svært få nye. Derimot er det flikket på en del gamle. Erfaringene hittil er at det er det gamle utstyret som foreløpig skaffer problemer.

TJ/LN

NYTTBAR VASSKRAFT "SMÅKRAFTVERK" Oversikt pr. 12.12.1978

Kostnadsklasse Midlere prod. Installasjon	IIa		IIb		III		IV		Σ Kost.kl. I-IV			Σ Kost.kl. I-III		
	GWh	MW	GWh	MW	GWh	MW	GWh	MW	Σ GWh	Σ MW	Antall verk	Σ GWh	Σ MW	Antall verk
Finnmark	-	-	-	-	18	4	46	10,5	64	14,5	8	18	4	2
Troms	-	-	-	-	178	35	38	56,5	216	91,5	19	178	35	10
Nordland	30	6	181	32,5	391	81	227	49	829	169	55	602	120	40
Trøndelag	31	7,5	16	3,5	101	19	49	9	197	39	10	148	30	6
Møre og Romsdal	-	-	304	65,5	396	85	86	20	786	170	43	700	150	37
Sogn og Fjordane	-	-	376	84,5	473	103	180	40	1029	227	62	849	187	47
Hordalnd	15	-	330	-	185	-	45	-	575	-	-	530	-	-
Rogaland	20	3,5	80	18	267	66	60	14	427	101	29	367	87	23
Vest-Agder	-	-	60	-	105	-	30	-	195	-	-	165	-	-
Aust-Agder	67	14	80	-	115	-	30	-	292	-	-	262	-	-
Telemark	58	16	10	2,5	320	71	107	27	495	117	40	288	90	25
Buskerud/Vestfold	-	-	15	3	191	40	106	26	312	69	45	206	43	15
Oslo/Akershus/Østfold	-	-	-	-	35	-	40	-	75	-	-	35	-	-
Oppland	10	-	60	-	190	-	40	-	300	-	-	260	-	-
Hedmark	-	-	65	20	185	55	106	32	356	107	49	250	75	24
Sum ferdige fylker	139	33	1047	229	2520	559	1005	284	4711	1105	360	3706	821	229
Sum hele landet	231	-	1577	-	3150	-	1190	-	6148	-	-	4958	-	-

Det er totalt vurdert 463 prosjekter, hvorav 65 falt dyrere enn klasse IV. 38 prosjekter på tilsammen 1008 GWh er gått inn i Nyttbar vasskraft og utbygd vasskraft 1.1.77, og er ikke med her.

Vurderingen er stort sett ferdig for fylkene: Finnmark, Troms, Nordland, Møre og Romsdal, Sogn og Fjordane, Rogaland, Telemark, Buskerud, Vestfold, Oslo, Hedmark.

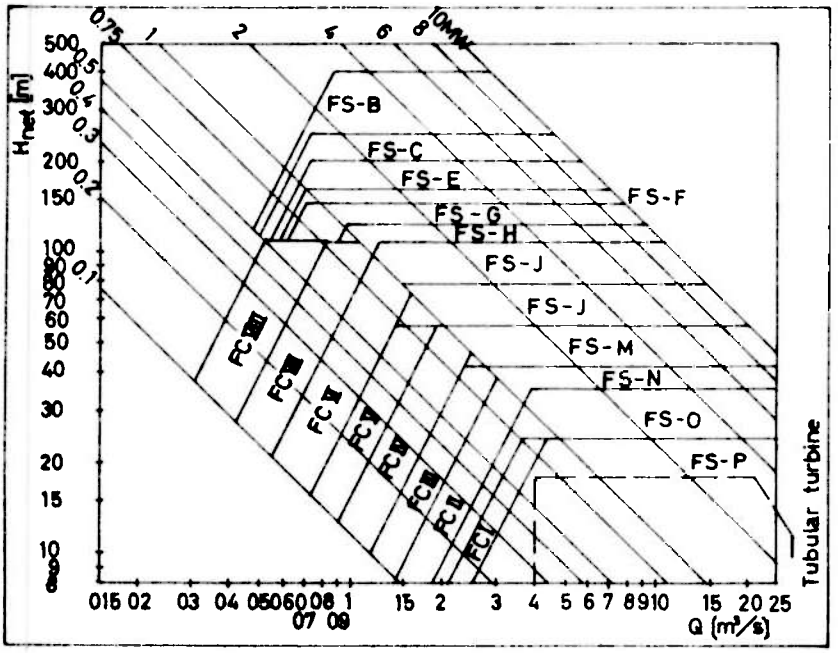
Fylker der noe er gjort: Trøndelag, Aust-Agder, Akershus, Østfold. (Produksjon i tabell anslått etter tidligere oversikter).

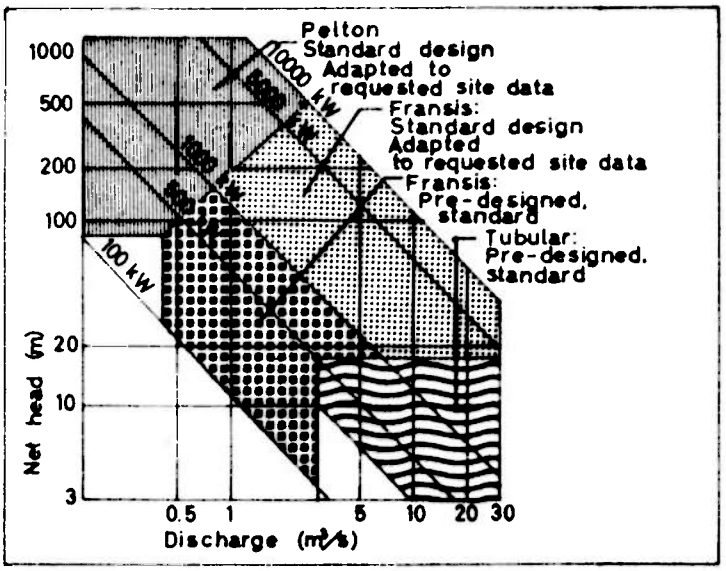
Fylker som ikke er vurdert: Hordaland, Vest-Agder, Oppland. (Produksjon i tabell anslått etter tidligere oversikter).

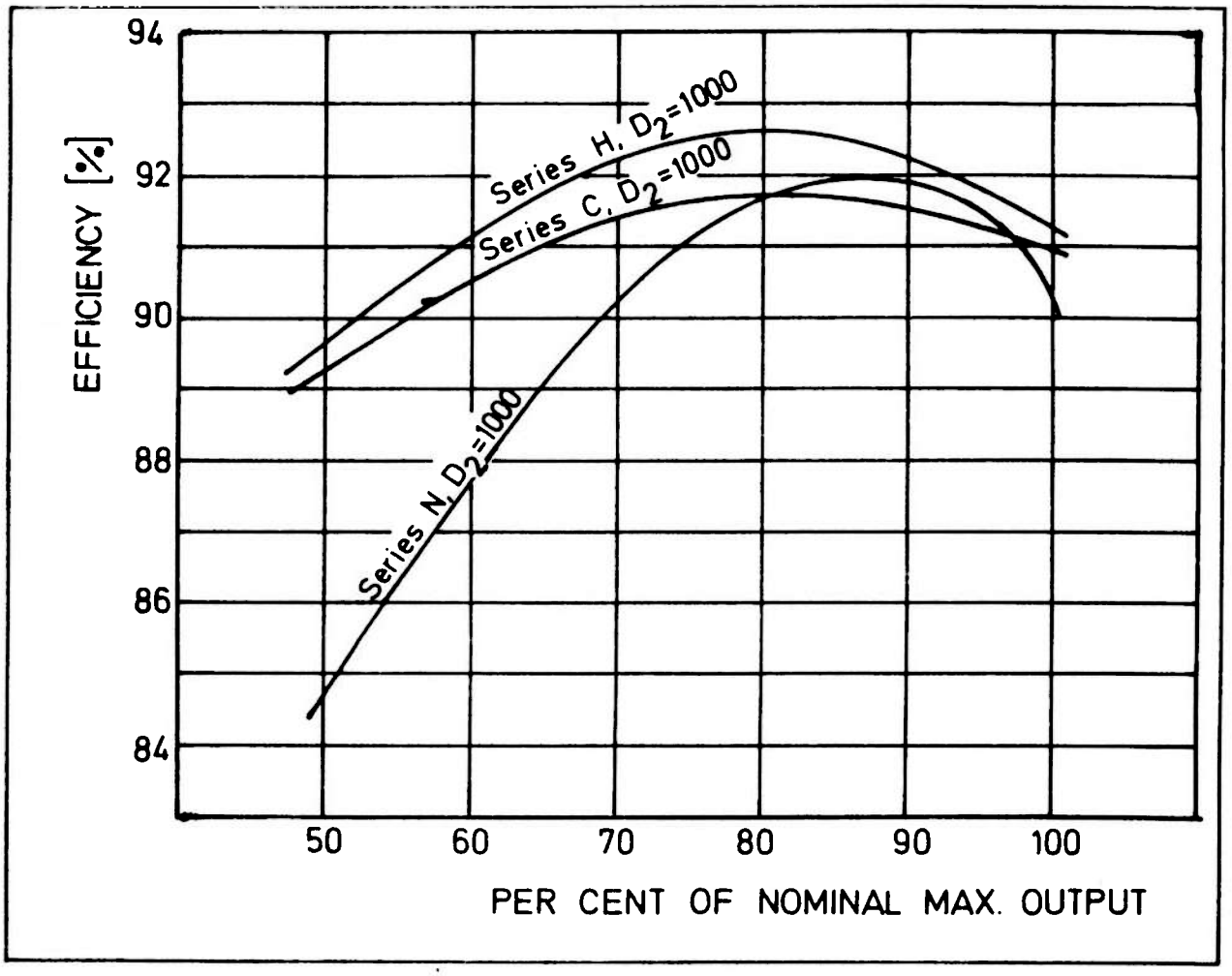
Bilag 1

Kostnadsnivå 1.1.78.

Kostnadsklasse:	I	- 85	øre/kWh
"	IIA	85 - 115	"
"	IIB	115 - 145	"
"	III	145 - 205	"
"	IV	205 - 265	"


FS-B
FS-C
FS-E
FS-F
FS-G
FS-H
FS-J
FS-J
FS-M
FS-N
FS-O
FS-P
FC I
FC II
FC III
FC IV
FC V
FC VI
FC VII
FC VIII
Tubular turbine
Q (m³/s)


Pelton
Standard design
Adapted to requested site data
Fransis:
Standard design
Adapted to requested site data
Fransis:
Pre-designed, standard
Tubular:
Pre-designed, standard
10000 kW
1000 kW
100 kW
Net head (m)
Discharge (m³/s)


EFFICIENCY [%]
Series H, D2=1000
Series C, D2=1000
Series N, D2=1000
PER CENT OF NOMINAL MAX. OUTPUT

Small but thriving

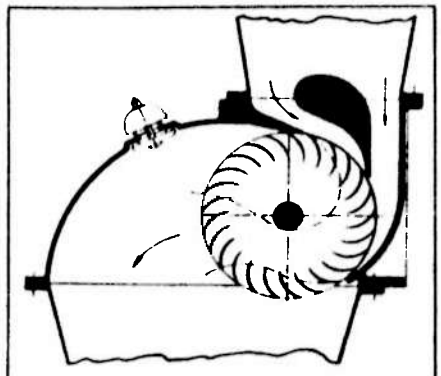
Ossberger is one of four turbine manufacturers of the 17 which survived the last war in Germany. It has now been making cross-flow turbines (see diagram) for about 50 years from the same factory in Bavaria, and the present head of the company is the grandson of the founder.

The inventor of the turbine was an Englishman, A. G. M. Mitchell, who took out a patent for it in 1903. Because of the general lack of interest at that time, and subsequently because of the political upheavals in Europe, the idea was generally neglected and it was "invented" again quite independently by Prof. D. Banki of Hungary; it is therefore sometimes known as the Banki turbine.

Ossberger has refined Mitchell's original design, and now manufactures a range of units handling flows from 200 to 7000 l/s, and heads from 1 to 200 m. The ratings vary from 1 kW to 1 MW, and output speeds vary between 50 and 1000 rev/min.

To cover the range offered to clients, without going into the expensive process of making each unit a unique design, the company has developed a number of fixed-diameter machines, and has varied the blade length to requirements. The blades themselves are cold bright-drawn steel and are supplied uncut.

Depending on its size, the rotor is fitted with up to 30 such blades, which are curved only in a radial direction and produce no axial thrust, thereby obviating the need for thrust or labyrinth bearings with their inherent disadvantages. In long rotors the blades are supported by several intermediate discs.

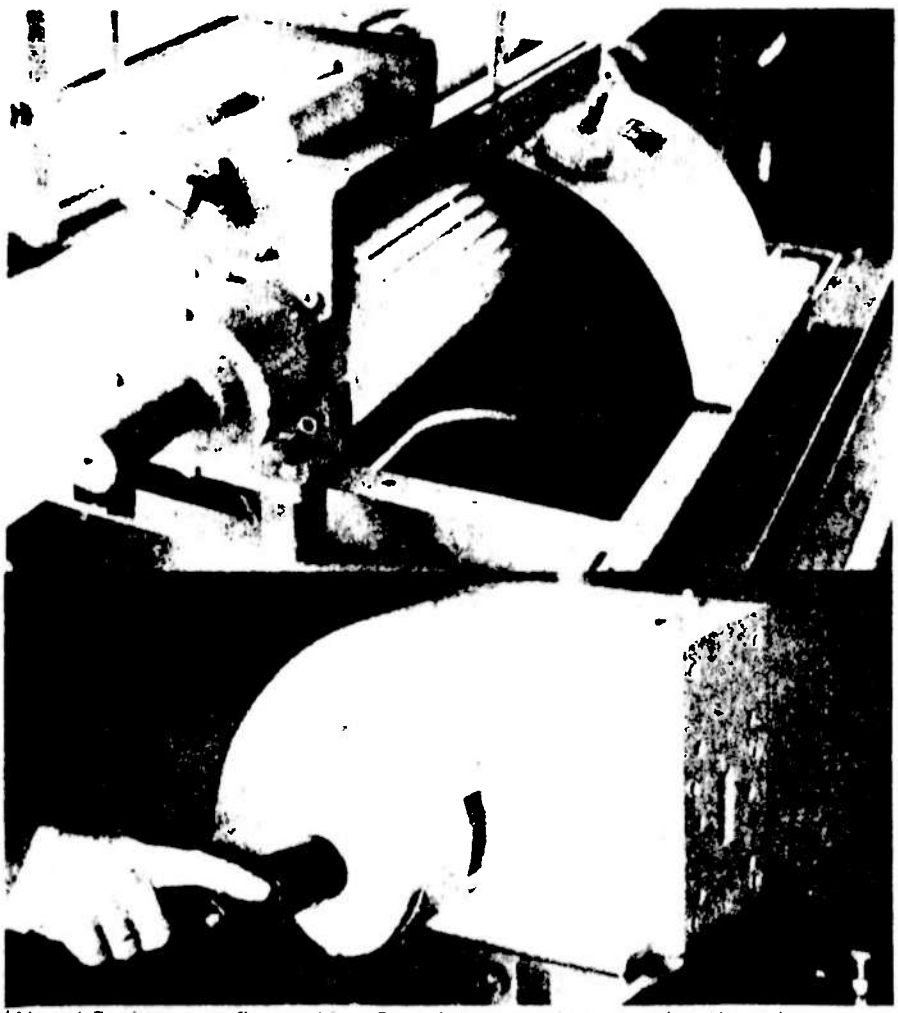


Section through an Ossberger turbine showing (top left) the air inlet valve with which the head in the draft tube can be regulated. The guidevane (top right) is one of two, arranged so as to divide the water inlet orifice in the ratio of 2:1.

Most of the turbines supplied by the company are of the so-called divided type, in which the water admission is controlled by two separate balanced-force guidevanes. These are operated in sequence, to provide maximum efficiency over a wide range of flow.

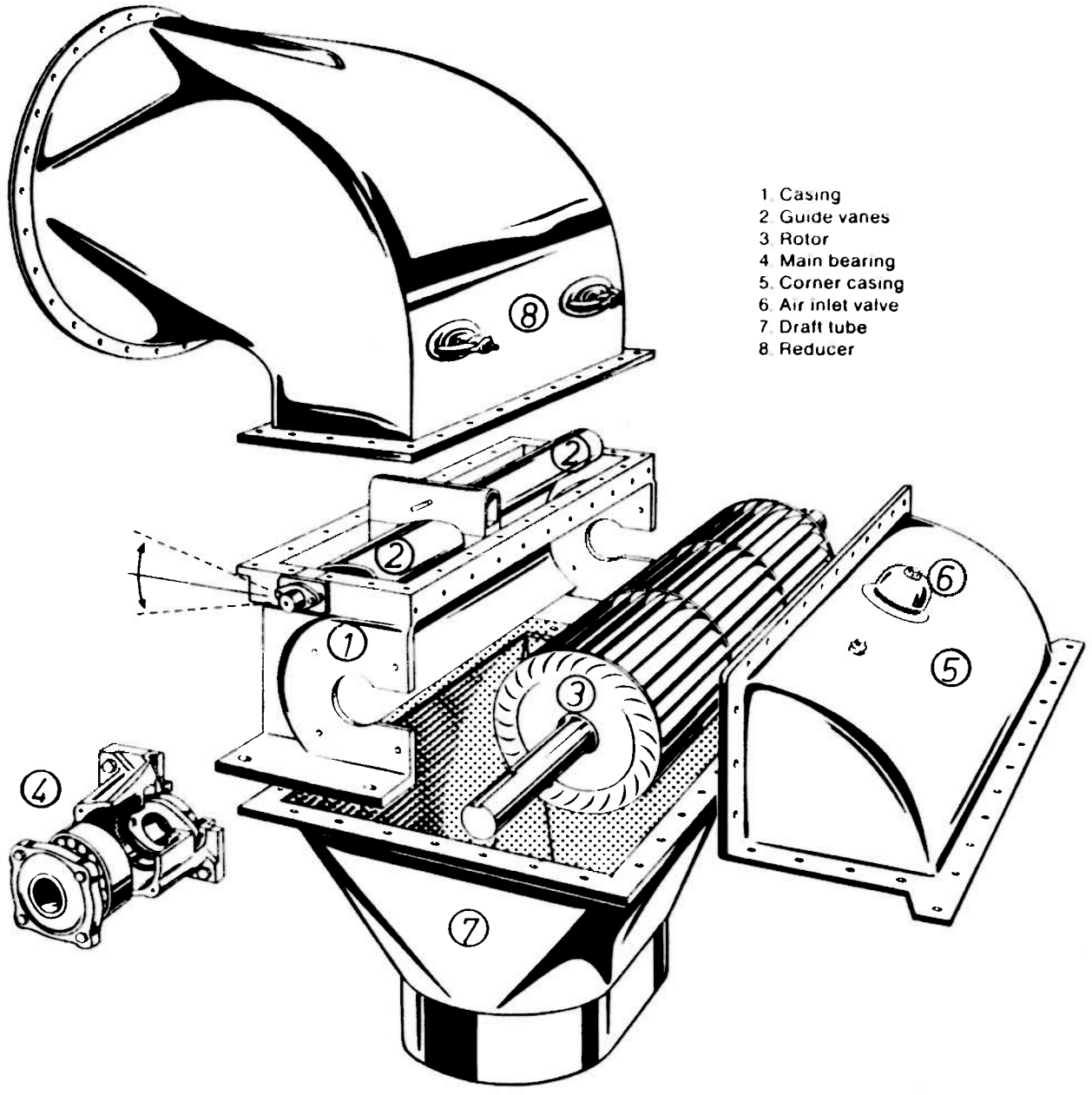
The small guidevane section is used with restricted water supplies, the larger one with medium flows, and both sections together for full flow. By this division into sections, any water supply in the range from 16 to 100 per cent of full flow is handled with optimum efficiency. The vanes are shaped to direct the stream of water smoothly on to the rotor, irrespective of aperture. They are mounted in the turbine casing and, at heads up to 50 m, can be used as a sluice, eliminating the need for shutoff valves between penstock pipe and turbine. The two guidevanes can be adjusted individually by control levers linked with the automatic or manual control system.

The cross-flow unit is essentially an impulse turbine. However, in medium and low head ranges, a draft tube is essential to combine safety under high-water conditions with loss-free utilization of full head. On impulse turbines, especially with a range of 16 to 100 per cent full admission, and when it is designed as a draft tube turbine, facilities for regulating the head in the draft tube are needed. A simple, frictionless, air inlet valve for controlling the vacuum in the turbine casing is incorporated, so that intake heads of as little as 1 m can be used with optimum efficiency. The design of the draft tube as an all-steel elbow tube reduces civil engineering costs quite considerably in low-head installations, which would in many instances not otherwise be economic. □



(Above) Typical cross flow turbine. Part of the cover is removed to show the runner. The two guide vanes can be seen just above the runner.
(Below) One of a number of small units on order for La Grande II, which will be used for driving oil pumps.

Two-section OSSBERGER turbine assembly

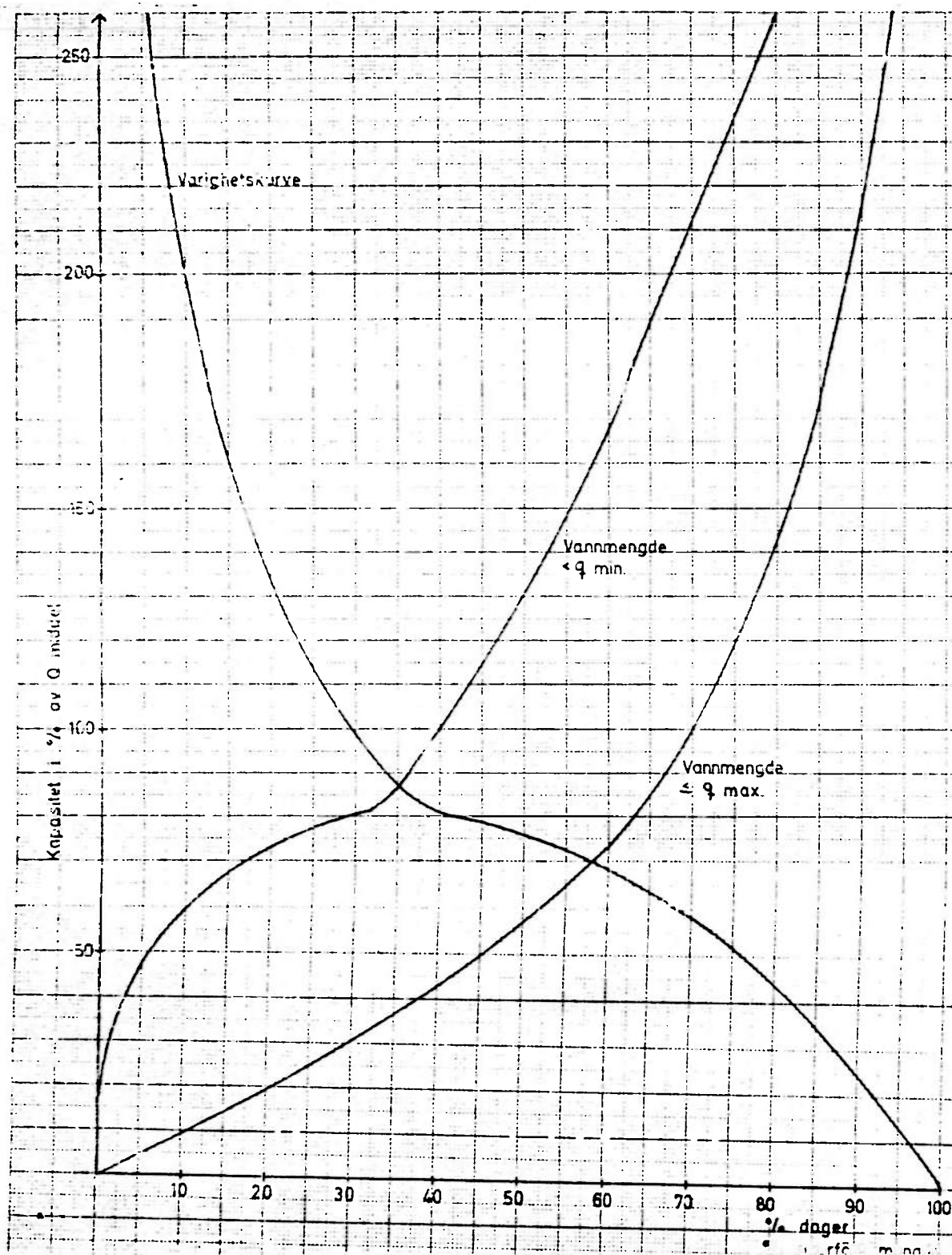


Principle

The OSSBERGER turbine is a radial impulse-type turbine with partial admission. Its specific speed makes it a low-speed turbine. The jet of water which is given a rectangular cross-section by the guide-vane system, flows through the ring of blades on the barrel-shaped rotor, first from outside to inside and then, after crossing the interior of the runner, from inside to outside again.

The small guide vane section is used with restricted water supplies, the large section with medium flows, and both sections together for full flow. By this division into sections, any water supply in the range from 1/6 to 1/1 full flow is handled with optimum efficiency. This explains why OSSBERGER turbines are especially suitable for the efficient utilisation of water flows subject to wide fluctuations.

Bilag VI



VANNMERKE NR. 662 MERRAFOSS
VARIGHETSKURVE OG KAPASITETSKURVER FOR PERIODE 1919 - 1940
Q MIDDEL/ÅR = 8.14 m^3/SEK

Eksempel (for ca. 0 % magasin)

Q_{middel} for en elv er 10 m^3/s, 315,4 10^6 m^3/år

Turbin q_{max} = 20 m^3/s

q_{min} = 6 m^3/s

Nyttbar vannmengde:

Etter q_{max} ..... 277,6 10^6 m^3 (88 %)

Etter q_{min} ..... 31,5 10^6 m^3

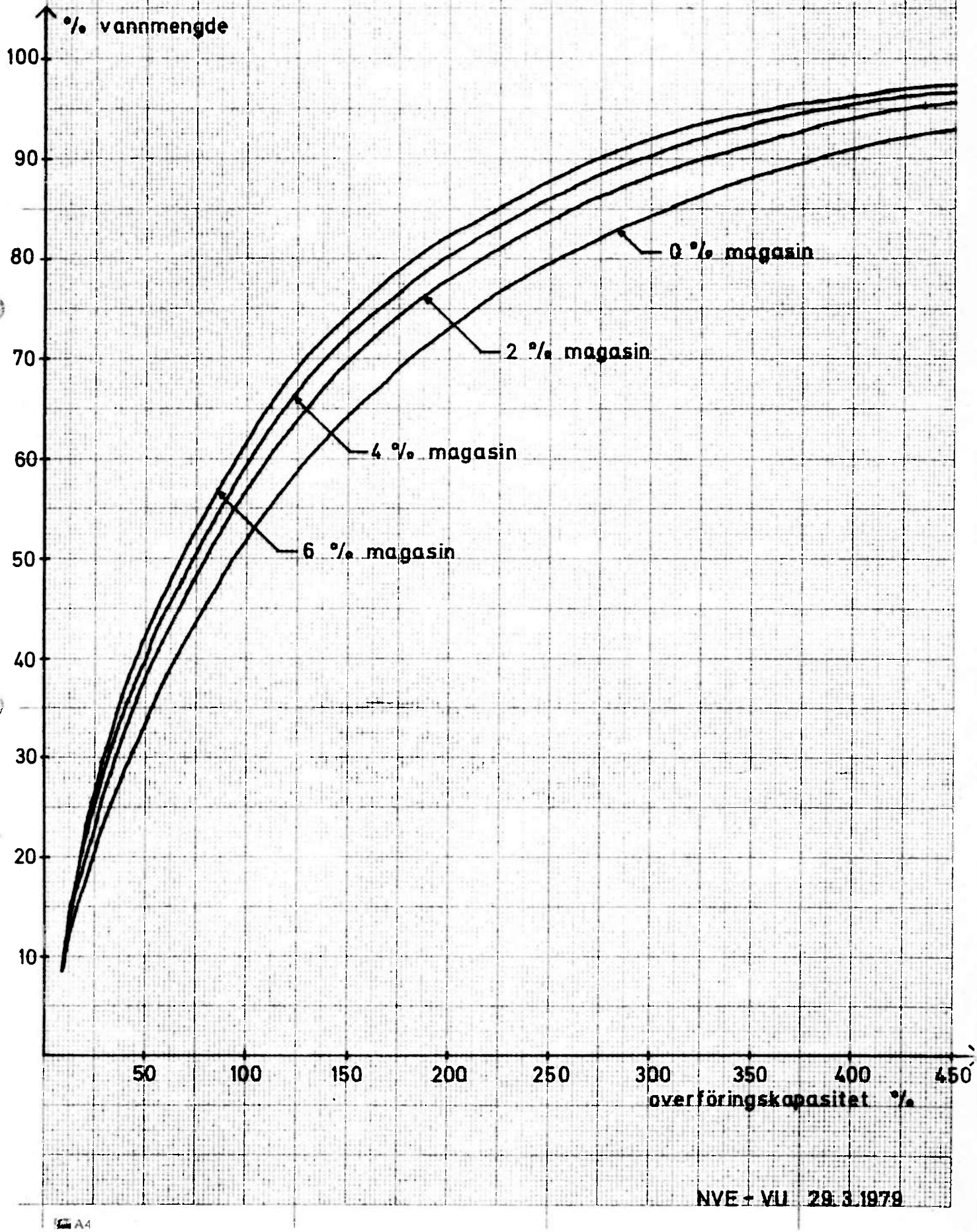
Nyttbart ..... 246,0 10^6 m^3

Denne vannmengden kan en nytte i

365 - 120 = 245 dager i året.

RELATIVE TUNNELOVERFÖRINGSKAPASITETER FRA SB1

VANNMERKE NR. 1489 FURUSJÖEN (DATA REDUSERT FOR SJÖPROSENT)
ÅRSSERIEN 1965 - 1976
MIDLERE ÅRSAVLÖP 42.596 MILL. M^3
MIDLERE DÖGNAVLÖP 1.350 M^3/ SEK



NVE - VII 29.3.1979

A4