

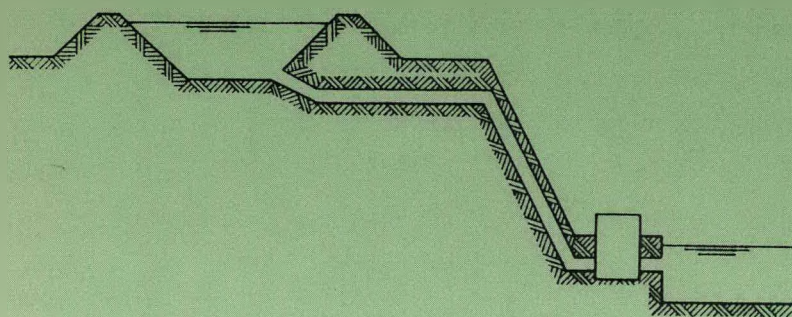
DK 8901192

NEI-DK--161

Energiministeriets
energiforskningsprogram

Pumpekraftværker i Danmark

December 1988



COWIconsult Rådgivende
Ingeniører AS

LABORATORIET FOR ENERGITEKNIK
Danmarks Tekniske Højskole

DISTRIBUTION OF THIS DOCUMENT IS UNLIMITED
FOREIGN SALES PROHIBITED

DISCLAIMER

This report was prepared as an account of work sponsored by an agency of the United States Government. Neither the United States Government nor any agency thereof, nor any of their employees, makes any warranty, express or implied, or assumes any legal liability or responsibility for the accuracy, completeness, or usefulness of any information, apparatus, product, or process disclosed, or represents that its use would not infringe privately owned rights. Reference herein to any specific commercial product, process, or service by trade name, trademark, manufacturer, or otherwise does not necessarily constitute or imply its endorsement, recommendation, or favoring by the United States Government or any agency thereof. The views and opinions of authors expressed herein do not necessarily state or reflect those of the United States Government or any agency thereof.

DISCLAIMER

Portions of this document may be illegible in electronic image products. Images are produced from the best available original document.

E. 20

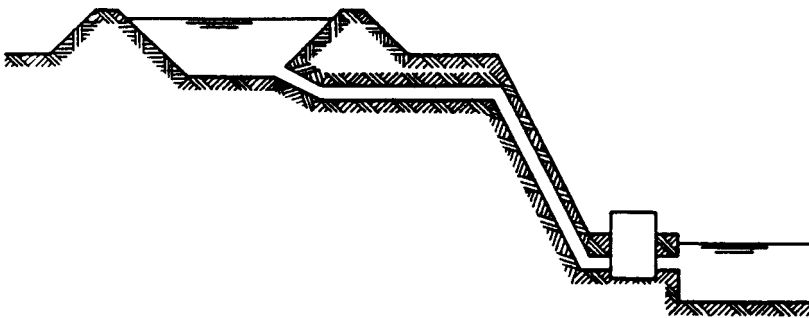
**Energiministeriets
energiforskningsprogram**

NEI-DK--161

DE89 776140

Pumpekraftværker i Danmark

December 1988



MASTER

COWIconsult Rådgivende
Ingeniører AS

LABORATORIET FOR ENERGITEKNIK
Danmarks Tekniske Højskole

DISTRIBUTION OF THIS DOCUMENT IS UNLIMITED
FOREIGN SALES PROHIBITED *RB*

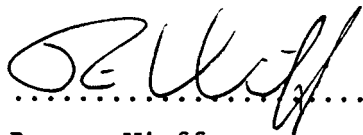
FORORD

Denne rapport med titlen "Pumpekraftværker i Danmark" afslutter en del af projektet "Mekanisk Energilagring i Stor Skala". Den øvrige del af projektet afsluttes med rapporten "Trykluftlagring i Danmark". Projektet igangsattes under Energiministeriets Energiforskningsprogram for 1987-89 (EFP-87). Projektet hører under programområdet Energilagring (område 8, tidligere område 15) og har i Energiministeriet journal nr. 1443/87-12.

Projektet er udført i fællesskab af Cowiconsult, Rådgivende Ingeniører AS og Laboratoriet for Energiteknik, Danmarks Tekniske Højskole. Cowiconsult er hovedansvarlig for denne rapport, mens lektor Jan Reffstrup, Laboratoriet for Energiteknik, er hovedansvarlig for rapporten om trykluftlagring. Der har under hele projektet været et nært samarbejde med afdelingsingeniør Carl Hilger og ingeniør Jens K. Vesterdal, ELSAM og afdelingsingeniør Knud Frøslev, ELSAMPROJEKT. Disse takkes for deres bidrag til projektets gennemførelse.

Virum, december 1988

Cowiconsult, Rådgivende Ingeniører AS

A handwritten signature in dark ink, appearing to read 'R. Wiuff', with a dotted line underneath it.

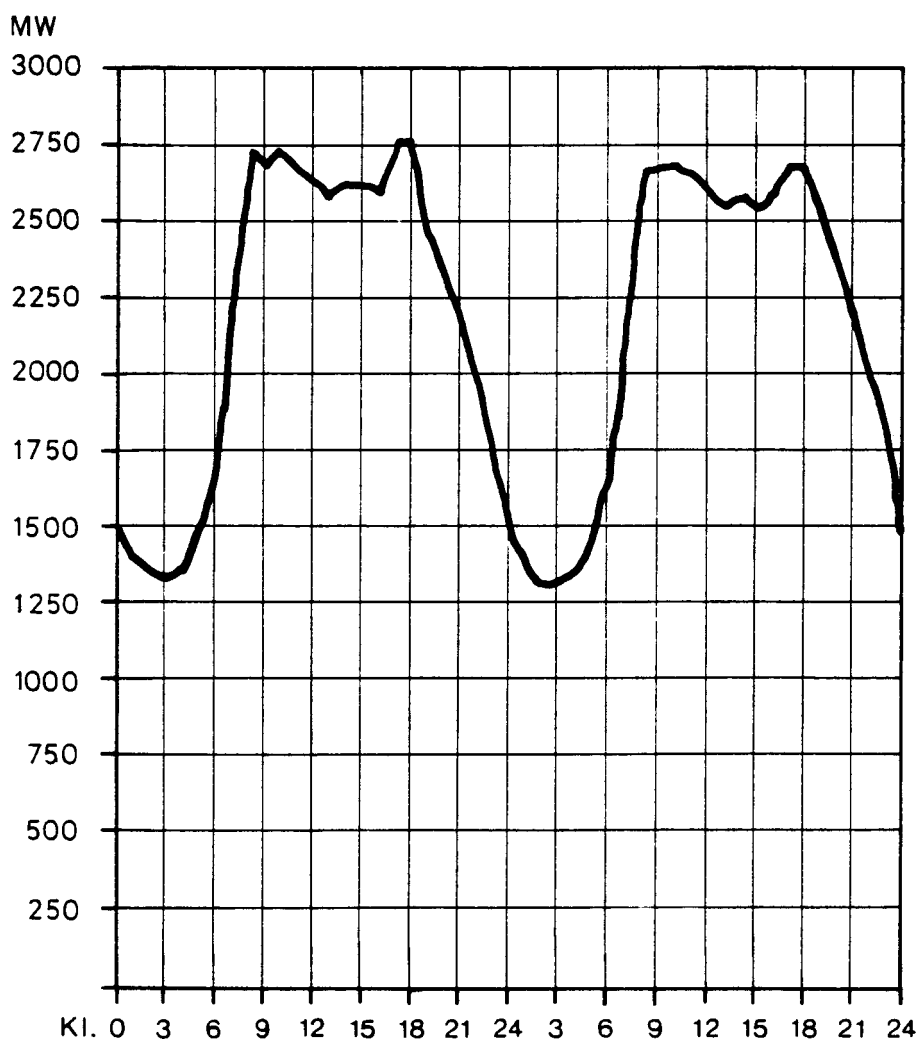
Rasmus Wiuff

I N D H O L D S F O R T E G N E L S E

	Side
FORORD	
1. INDLEDNING	1
2. SAMMENFATNING OG KONKLUSION	6
3. PUMPEKRAFTVÆRKER I VERDEN	9
4. INDRETNING OG VIRKEMÅDE	12
4.1 Kraftværket	12
4.2 Bassiner	17
4.3 Vandveje	21
4.4 Samlet virkningsgrad	23
5. PLACERINGSMULIGHEDER I DANMARK	26
5.1 Anvendelse af havet som nedre magasin	26
5.2 Vurdering af lokaliteter	28
6. ØKONOMI	36
6.1 Anlægsudgifter	36
6.2 Driftsudgifter	37
6.3 Økonomieksempel	38
7. REFERENCER	40
Appendiks A: Bassin- og dæmningsgeometri, anlægsudgifter.	
Appendiks B: Totale anlægsudgifter, pumpekraftværker (PHS) og trykluftkraftværker (CAES).	

1. INDLEDNING

Det danske elforbrug varierer kraftigt både over døgnet og over året. For at kunne klare de største spidsbelastninger skal den installerede effekt være væsentlig større end hvis forbruget var jævnt fordelt. I de seneste år er maksimaleffekten endda steget hurtigere end årsforbruget. På figur 1 er den samlede elbelastning i ELSAM området vist for to hverdage om vinteren. Den maksimale belastning var disse to dage ca. dobbelt så stor som den minimale.



Figur 1 - Døgnbelastningskurver for den samlede elforsyning i ELSAM området to hverdage i vinteren 1987/88.

Øget samproduktion af el og varme har medført, at i visse lavlastperioder for elbelastningen (typisk kolde vinternætter) kan elproduktionen overstige elbelastningen (overløbsproblemet).

Den igangværende udbygning med vindkraft betyder, at en stadig større del af elproduktionen varierer på en uforudsigelig måde. Endvidere medfører flere decentrale kraftvarmeværker samt miljøanlæg på eksisterende kraftværker, at reguleringskapaciteten på disse begrænses.

Økonomisk lagring af el er derfor ønskelig, men mulighederne for lagring af el i stor skala (batterier, superledere m.m.) vil næppe inden for en overskuelig fremtid blive økonomisk fordelagtige.

Ved at omforme elenergien til mekanisk energi (potentiell energi) opnås muligheder for lagring af store mængder energi, som hurtigt og med et begrænset tab kan gendannes som elenergi.

ELSAM benytter sig allerede i dag indirekte af mekanisk energilagring, idet de norske højtryksvandkraftværker kan udnyttes som spidslastenheder.

Norgesforbindelsen har en overføringsevne på 500 MW. Der er tilknyttet en pumpekraftaftale på 250 MW.

Norgesforbindelsen kan drives på fire principielt forskellige måder, ref. /P-15/:

- spidskraftleverance uden tilbagelevering af energien i lavlasttiden (natten)
- pumpekraft dvs. spidskraftleverance med tilbagelevering af energien i lavlasttiden.
- import ved energioverskud i Norge (vådår)
- eksport ved energiunderskud i Norge (tørår).

Forbindelsen til Sverige kan drives på samme måde, men der findes dog ingen pumpekraftaftale med Sverige.

Når Norgesforbindelsen drives som pumpekraftforbindelse vil det under toplast svare til, at der produceres på et hurtigregulerende kondensationsværk med produktionsomkostninger baseret på kulpris, idet produktionen flyttes til lavlast (nat last).

Under danske forhold synes især to muligheder for mekanisk energilagring interessante:

- 1) Pumpekraftværker
- 2) Trykluftkraftværker

Pumpekraftværker (PHS: Pumped Hydropower Storage)

I perioder med lav belastning pumpes vand fra et lavtliggende vandmagasin til et højtliggende vandmagasin. I perioder med høj- eller spidslast ledes vandet den modsatte vej gennem værkets turbiner, som trækker generatorerne.

Jo større højdeforskellen er mellem det øvre og nedre vandmagasin, jo større energimængde kan der lagres. Pumpekraftværker er derfor i stort omfang blevet opført i bjergrige egne, f.eks. Alperne. Anvendelse af pumpekraftværker i et lavland som Danmark kan derfor forekomme urealistisk.

Pumpekraftværker benyttes imidlertid allerede idag under topografiske, geologiske og forsyningsmæssige forhold, der minder om de tilsvarende danske forhold. Som eksempel kan nævnes pumpekraftværket Geesthacht lidt øst for Hamburg.

Det har derfor været det ene af to hovedformål med dette projekt at undersøge, om pumpekraftværker til trods for manglen på store højdeforskelle alligevel er en attraktiv lagringsform også Danmark.

Trykluftkraftværker (CAES: Compressed Air Energy Storage)

I perioder med lav belastning pumpes luft til et underjordisk magasin (f.eks. en kaverne i en salthorst eller et lukket grundvandsmagasin, hvor vandet fortrænges). I perioder med høj- eller spidslast ledes trykluft sammen med gas gennem en gasturbine, som trækker en generator.

Der eksisterer i dag kun et enkelt trykluftkraftværk: Kaverneværket Huntorf nær Bremen. Der har imidlertid i de senere år især i USA fundet en stor forsknings- og udviklingsindsats sted vedrørende trykluftkraftværker.

I det jyske elsamarbejdsorgan ELSAM er der på baggrund af de tyske erfaringer med Huntorfanlægget opbygget en betydelig viden om kaverneværker.

Det har derfor været det andet af to hovedformål med dette projekt at undersøge, om trykluftkraftværker baseret på grundvandsmagasiner er en attraktiv lagringsform i Danmark.

Analysen af pumpekraftværker præsenteres i denne rapport, mens analysen af trykluftlagring baseret på grundvandsmagasiner præsenteres i rapporten "Trykluftlagring i Danmark".

Det skal bemærkes, at både pumpekraftværker og trykluftkraftværker kan benytte sig af dybtliggende klipperum. I pumpekraftværker (UPHS: Underground Pumped Hydropower Storage) åbnes der herved mulighed for stor højdeforskel mellem det øvre og nedre magasin. Sådanne undergrundskraftværker er endnu ikke opført noget sted i verden. Udgifterne til etablering af dybtliggende klipperum i Danmark vil være så store, at sådanne værker indtil videre må anses for urealistiske i Danmark. Disse værktyper er derfor ikke vurderet.

Udover at fungere som energilagre har pumpe- og trykluftkraftværker andre fordele i elforsyningen. Med deres evne til hurtig opstart og nedkøring øges systempålideligheden samt fleksibiliteten for lastfordelingen under hurtige belastningsvariationer.

Begrænsede ressourcer i dette projekt har medført, at det ikke har været muligt at belyse alle problemstillinger om pumpekraftværker lige detaljeret. På de områder, hvor analysen er gået mest i dybden, er det valgt at præsentere den detaljerede fremstilling i appendikser. Indholdet i disse appendikser er resumeret i den egentlige rapport.

2. SAMMENFATNING OG KONKLUSION

2.1 Sammenfatning

Der findes i dag ca. 250 pumpekraftværker i verden med en samlet effekt på over 80 GW. Pumpekraftværker opføres hyppigst i bjergrige egne, hvor der kan opnås store højdeforskelle mellem det øvre og nedre vandmagasin. 20% af samtlige pumpekraftværker har dog en løftehøjde på mindre end 100 m.

Et pumpekraftværk består af:

- Kraftværket (turbiner, pumper, generatorer, motorer etc.)
- Bassiner (naturlige eller kunstige vandmagasiner)
- Vandveje (indløbs- og udløbsbygværker, trykrør etc.).

Kraftværkets pumper og turbiner kan opføres som adskilte enheder eller som reversible pumpeturbiner. Tilsvarende kan motorer og generatorer opføres som adskilte enheder eller som motorgeneratorer.

Reversible pumpeturbiner med motorgeneratorer er de billigste. Starttiden fra stop til fuld last turbine og omskiftningstiden fra fuld last pumpe til fuld last turbine er ca. et minut.

Det er vurderet, at under danske forhold er reversible pumpeturbiner de mest hensigtsmæssige. Der er derfor fra turbinefabrikanten Sulzer Escher Wyss indhentet detaljerede oplysninger om denne turbinetype, en 62,5 MW enhed henholdsvis en 125 MW enhed. Bl.a. på grundlag heraf er der skitseret en mulig udformning af en 250 MW kraftstation bestående af to 125 MW enheder, jvf. fig. 4 side 16.

Bassinet eller bassinerne er de mest pladskrævende anlægsdele i forbindelse med pumpekraftværker. Der er gennemført en detaljeret analyse af mulige bassinudformninger og anlægøkonomien, appendiks A.

En vurdering af mulighederne for at placere bassiner i Danmark har vist, at den mest realistiske placering af et pumpekraftværk er ved kysten, således at havet anvendes som nedre magasin, mens det øvre magasin placeres på et højland tæt ved kysten.

Endnu er der intetsteds i verden opført et pumpekraftværk, som anvender havet som nedre vandmagasin. Bl.a. japanske undersøgelser tyder imidlertid på, at en sådan løsning er umiddelbart gennemførlig. Japanerne har derfor besluttet at opføre verdens første havbaserede pumpekraftværk på den japanske ø Okinawa. Værket bliver et relativt lille demonstrationsanlæg på 30 MW.

19 højtbeliggende, kystnære lokaliteter i Jylland og på Als er undersøgt og 6 af disse er udpegede som måske egnede. En endelig vurdering af lokaliteternes egnethed må bl.a. omfatte detaljerede geotekniske og hydrogeologiske undersøgelser.

Et bassin til et 250 MW pumpekraftværk, som skal kunne levere fuld effekt i 8 timer, vil ved en placering ca. 60 m over havet dække et areal på knap 100 ha. Det anses for sandsynligt, at bassinets omfangsdæmning kan opføres af materialer bortgravet fra bassinets bund. Dæmningen vil blive ca. 20 m høj i forhold til oprindeligt terræn og dens volument vil blive ca. 3,2 mio. m³. Når bassinet er fyldt vil det indeholde ca. 14,0 mio. m³ vand. En mulig udformning er vist på fig. 6, side 20.

Under maksimal ydelse vil vandføringen i et 250 MW pumpekraftværk være meget stor, ca. 4-500 m³/s. Udløbet i havet skal derfor udformes på en måde, så der ingen risiko opstår for skibsfart og badende. Dette kan bl.a. opnås ved etablering af en afspærret sikkerhedszone.

Til trods for at der i dag er opført ca. 250 pumpekraftværker i verden, har det været vanskeligt at fremskaffe data om sådanne værkers anlægsudgifter.

I appendiks B er der præsenteret en detaljeret vurdering af tilgængelige anlægsudgifter. På baggrund af denne analyse er anlægsudgiften for et 250 MW pumpekraftværk skønnet til 1400 mio. kr. svarende til 5700 kr/kW. Priseniveauet er medio 1988 excl. moms og omfatter alle udgifter på nær renter i byggeperioden. Usikkerheden er skønnet til $\pm 20\%$ svarende til ± 280 mio. kr.

En meget simpel og foreløbig statisk vurdering af drifts- og anlægsøkonomien for et 250 MW pumpekraftværk har vist, at der kan forventes en forrentning (realrente) på ca. 6%. Dette viser, at etablering af pumpekraftværker i Danmark kan være interessant.

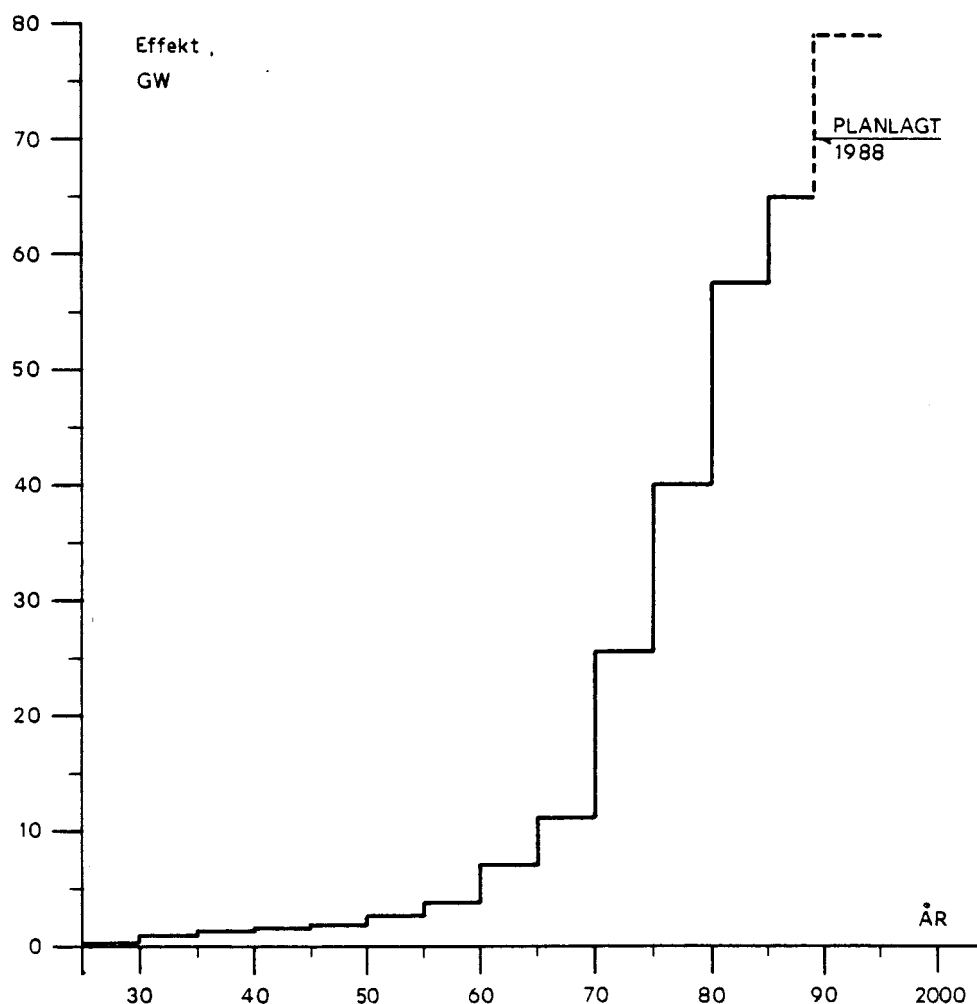
En mere detaljeret vurdering af økonomien anses dog for nødvendig. En sådan vurdering må baseres på et egentligt skitseprojekt for at fastlægge anlægsøkonomien med større sikkerhed samt dynamiske simuleringer af værkets drift for at fastlægge driftsøkonomien med større sikkerhed.

3. PUMPEKRAFTVÆRKER I VERDEN

Der findes i dag ca. 250 pumpekraftværker i verden med en samlet effekt større end 80 GW. Det første værk blev taget i brug i Schaffhausen i Schweiz så tidligt som i 1909. Udviklingen gik dog langsomt, idet konventionelle vandkraftværker med magasiner dækkede behovet for lagring og hurtig regulering. Den kraftige udbygning med termisk kapacitet efter 2. Verdenskrig bevirkede et fald i vandkraftværkernes relative andel af den samlede kapacitet. Pumpekraftværker blev derfor mere interessante og i 1960'erne og især i 1970'erne kom der gang i udbygningen med pumpekraftværker. I løbet af de sidste 20 år er der på verdensplan opført pumpekraftværker med en samlet effekt på 2-3000 MW pr. år.

I figur 2 er udviklingen i den installerede effekt vist grafisk. Figuren er baseret på en oversigt i ref. /P-9/. Der foreligger ikke data fra alle omtalte værker, ligesom det må antages, at flere eksisterende og især planlagte værker ikke er kommet med i oversigten. Ifølge ref. /P-14/ blev den totale installerede effekt i 1980 skønnet til ca. 75 GW. Den installerede effekt i 1988 må derfor formodes at være større-skønsmæssigt 25% - end anført i figur 2, hvilket svarer til 80-85 GW.

Pumpekraftværker bygges i meget varierende størrelser. 4 værker opført i perioden 1985-88 er således mindre end 100 MW. De største værker bliver dog stadig større. Det største pumpekraftværk i Europa er Dinorwic i Wales. Værket er på 1800 MW og blev taget i brug i 1982, ref. /P-9/. Verdens største pumpekraftværk er Bath County i USA med en maksimal effekt på 2100 MW. Værket blev sat i kommerciel drift i 1985, ref. /P-12/. I Sovjetunionen er det planlagt at opføre et pumpekraftværk på 3600 MW ved Kanev, ref. /P-9/.



Figur 2 - Pumpekraftværker i hele verden. Installeret effekt i GW, ifølge ref. /P-9/.

Pumpekraftværker opføres hyppigst i bjergrige egne med store højdeforskelle og naturlige bassiner. I Europa er der eksempelvis mange værker i Alperne. Værker placeret i områder med mere moderate højdeforskelle er dog også ret udbredte. Ca. 20% af samtlige værker har således en løftehøjde på mindre end 100 m.

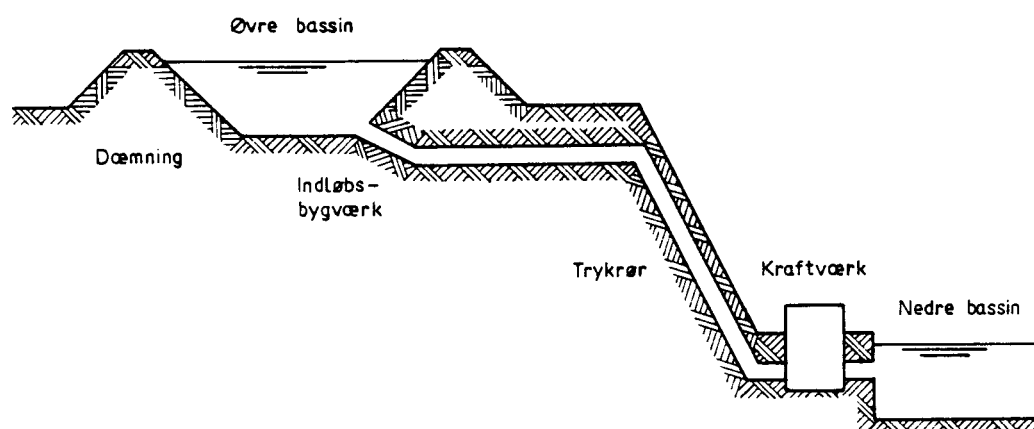
Tæt ved Danmark ligger et pumpekraftværk i en egn med topografiske forhold meget lig de danske. Det er Geesthacht lidt øst for Hamburg. Værket er fra 1958, er på 120 MW og anvender Elben som nedre bassin. Geesthacht anvendes som dagligt spidslastværk. Højdeforskellen mellem Elben og det kunstige bassin bygget i højlandet umiddelbart nord for Elben er ca. 80 m, ref. /P-10/.

4. INDRETNING OG VIRKEMÅDE

Et pumpekraftværk består af følgende hoveddele, jvf. også figur 3:

- Kraftværket (turbiner, generatorer, bygninger etc.)
- Bassiner (naturlige eller kunstige vandmagasiner)
- Vandveje (indløbs- og udløbsbygværker, trykrør etc.)

I det følgende gennemgås de forskellige hoveddele nærmere.



Figur 3 - Pumpekraftværk, hovedindretning.

4.1 Kraftværket

De vigtigste komponenter i kraftværket er:

- Pumper og turbiner
- Generatorer og motorer
- Transformatorer
- Bygninger
- SRO-anlæg (Styring, Regulering og Overvågning)

Pumpekraftværker opbygges normalt efter et af følgende tre hovedprincipper, ref. /P-7/:

- 4-maskine-enheder: Turbine med separat generator og pumpe med separat motor. Kun vandvejene er fælles.
- 3-maskine-enheder: Turbine og pumpe med fælles motorgenerator.
- 2-maskine-enheder: Reversibel pumpeturbine med motorgenerator.

4-maskine-enheder er de dyreste. De har korte start- og omskiftningstider og kan anvendes til trykhøjder større end 1000 m. Ved store trykhøjder anvendes Peltonturbiner, ved lavere Francisturbiner.

3-maskine-enheder er de næstdyreste (eller næstbilligste). De har korte start- og omskiftningstider og anvendes typisk til trykhøjder op til ca. 1000 m. Turbinerne er normalt Pelton- eller Francisturbiner.

2-maskine-enheder er de billigste, men har relativt lange start- og omskiftningstider. 2-maskine-enheder anvendes typisk til trykhøjder op til ca. 1000 m. Turbinerne er af Francistypen, som i pumpedrift svarer til en centrifugalpumpe.

I tabel 1 er start- og omskiftningstider vist for de 3 kraftværkstyper. Oplysningerne stammer fra 1972 (ref. /P-7/). Det er bemærkelsesværdigt, at fuld last pumpe til fuld last turbine går hurtigere end stop til fuld last turbine. Specielt for 2-maskine-enheder, reversible pumpeturbiner, har der i de senere år fundet en intensiv udvikling sted. De anførte tider for denne type må derfor anses for øvre værdier.

Tabel 1 - Start- og omskiftningstider for en 250 MW enhed ved
330 m's tryk, ref. /P-7/.

Tid i Sekunder	Stop til fuld last turbine	Stop til fuld last pumpe	Fuld last turbine til fuld last pumpe	Fuld last pumpe til fuld last turbine
4-maskine-enhed	80	120	90	70
3-maskine-enhed	80	85-120	70-90	70
2-maskine-enhed	80	340	470	70

Under danske forhold må reversible pumpeturbiner anses for mest hensigtsmæssige, hvorfor der er indhentet mere detaljerede oplysninger om denne type, ref. /P-13/. I tabel 2 er en række hoveddata vist for en 62,5 MW og en 125 MW reversibel pumpeturbine.

Tabel 2 - Pumpeturbiner, hoveddata, ref. /P-13/.

	62,5 MW enhed	125 MW enhed
Trykhøjde, m	60	60
Vandføring, turbinedrift, m ³ /s	114	230
Vandføring, pumpedrift, m ³ /s	85,8	168
Effekt, turbinedrift, MW	62,5	125
Effekt, pumpedrift, MW	54,9	107
Runner diameter, m	5,5	7,7
Indløbsdiameter, m	4,7	6,5
Dybde under runner, m	11,0	15,0

Af tabel 2 fremgår, at vandføringen under pumpedrift er lavere end under turbinedrift. Dette betyder, at pumpetiden er længere end turbintiden. Ønskes fuldlast på turbinerne i 8 timer bliver pumpetiden på en 62,5 MW enhed 10,6 timer og på en 125 MW enhed 11,0 timer. En døgncyklus for et 250 MW pumpekraftværk vil altså kunne omfatte: 8 timers produktion, 11 timers pumpning og 5 timers stilstand.

En turbines og pumpes effekt kan findes af turbine- og pumpeligningen:

Turbineligningen:

$$P_t = \rho g H Q \eta_t \quad (1)$$

Pumpeligningen:

$$P_p = \rho g H Q \eta_p^{-1} \quad (2)$$

I ligning 1 og 2 er

P_t og P_p : Effekt (W)

ρ : Vands massefylde (= 1000 kg/m³)

g : Tyngdeaccelerationen (= 9,81 m/s²)

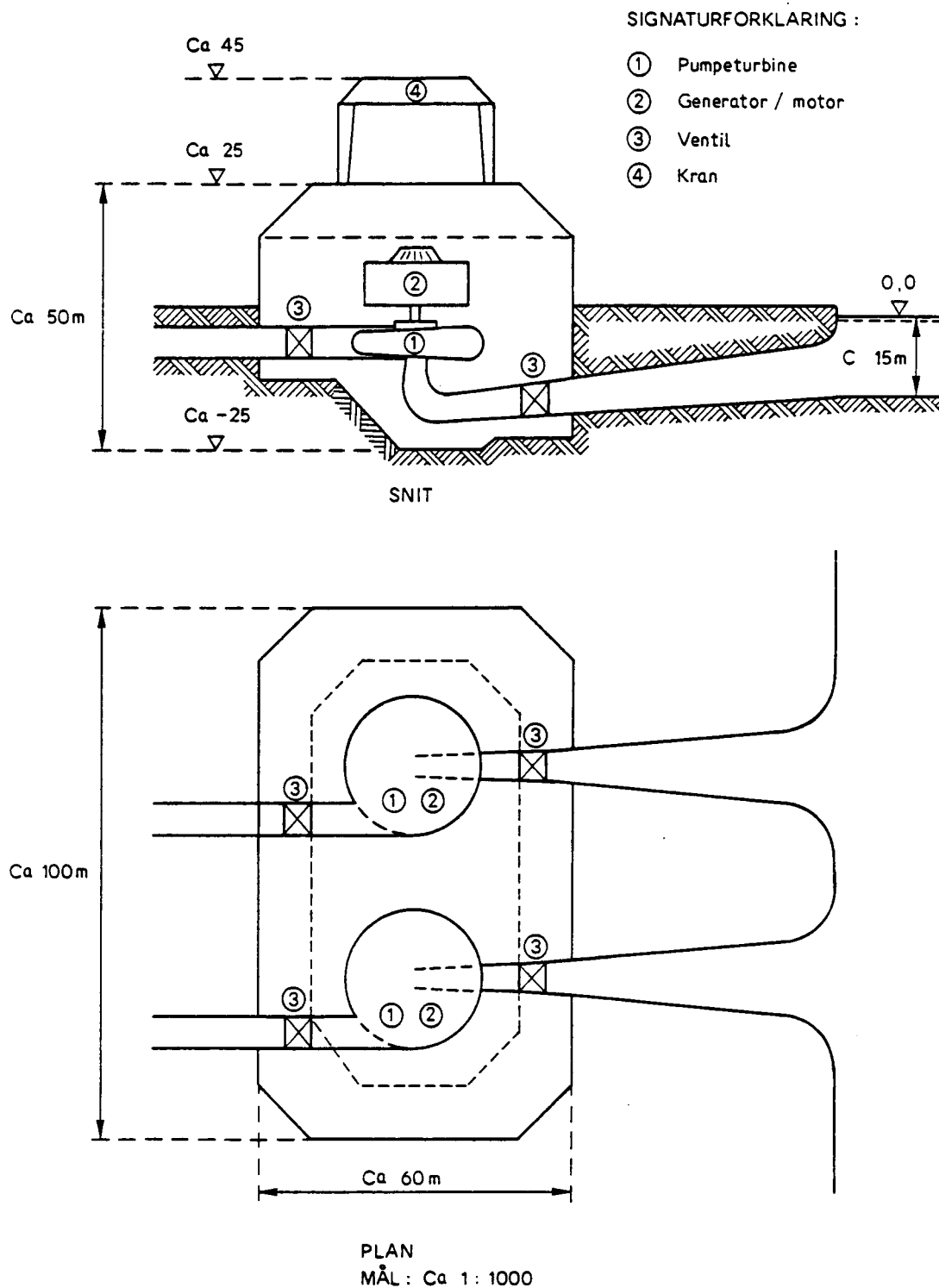
H : Trykhøjde (m)

Q : vandføring (m³/s)

η_t og η_p : Virkningsgrad.

Indsættelse af de i tabel 2 viste data giver en turbinevirkningsgrad på 0,92-0,93 og en pumpevirkningsgrad på 0,92. Disse virkningsgrader må formodes at være de bedste. Ved moderate ændringer i effekten vil virkningsgraderne dog kun reduceres meget lidt. Ifølge ref. /P-14/ er tabet i generatorer og transformere ca. 2-4%. Den samlede virkningsgrad (excl. tab i vandvejene) kan derfor skønnes til ca. 90% for både turbine- og pumpedrift. Energitabet i vandvejene vil blive vurderet under gennemgangen af vandvejene.

Bl.a. på grundlag af de i tabel 2 givne dimensioner er i figur 4 vist en mulig udformning af en kraftstation på 250 MW. De anførte dimensioner er omtrentlige. Kun gennem et egentligt skitseprojekt vil det være muligt at fastlægge mere endelige dimensioner.



Figur 4 - Mulig udformning af 250 MW pumpekraftværksstation.
Dimensionerne er omtrentlige.

4.2 Bassiner

Den mest pladskrævende anlægsdel i et pumpekraftværk er bassinet eller bassinerne med tilhørende omfangsdæmninger. Pumpekraftværker opføres ofte i tilknytning til naturlige eller eksisterende kunstigt anlagte vandmagasiner. I næste kapitel, 5: Placeringsmuligheder i Danmark, argumenteres for, at den mest realistiske placering i Danmark er ved kysten, således at havet anvendes som nedre bassin. En sådan placering vil indebære opførelse af et kunstigt øvre bassin.

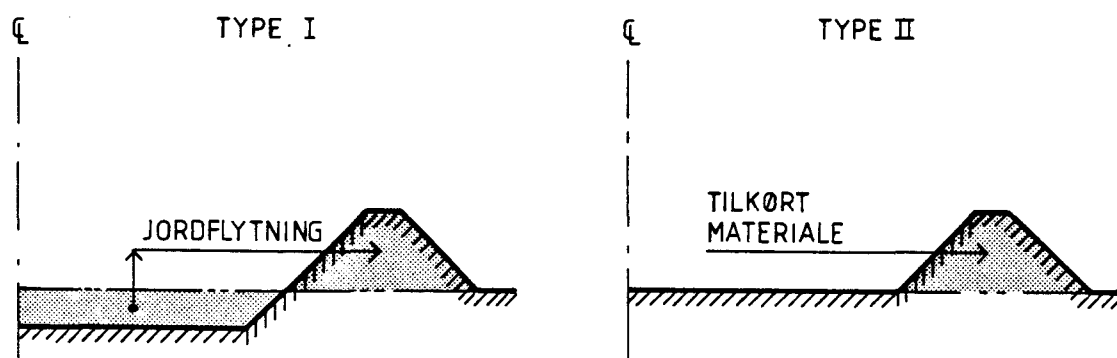
Et højt placeret kunstigt anlagt bassin vil være et enestående anlægsbygværk i Danmark. Den høje omfangsdæmning vil være synlig i mange kilometers omkreds. Selve opførelsen af bassin og dæmning vil være en krævende entreprenøropgave i et land uden tradition for store dæmninger. Som følge heraf er det valgt at foretage en detaljeret analyse af mulige bassin- og dæmningsudformninger med tilhørende anlægsøkonomi. Analysen fremgår af appendiks A og vil kort blive resumeret i det følgende.

I fladt terræn kan et cirkulært bassin opføres efter to forskellige principper:

Type I: Omfangsdæmningen består af materiale fra bassinets bund

Type II: Omfangsdæmningen består af tilkøbt materiale.

I figur 5 er de to bassintyper skitseret.



Figur 5 - Bassintype I og II.

I appendiks A er den økonomisk optimale bassingeometri fundet for bassintype I og II i afhængighed af det specifikke energiindhold (MWh/m). Det viser sig, at bassintype II er næsten dobbelt så dyr som bassintype I. En vurdering af placeringsmulighederne i Danmark, kapitel 5 viser, at det med stor sandsynlighed vil være muligt at anvende stedets materialer som dæmningsfyld, dvs. bassintype I.

Anvendelse af flyveaske eller andre restprodukter fra kulfyrede kraftværker vil muligvis være både økonomisk og teknisk fordelagtigt. Denne mulighed er dog ikke vurderet nærmere.

Det nødvendige vandvolumen i et bassin kan findes af følgende ligning:

$$V_v = Q \cdot h \cdot 3600 \quad (3)$$

I denne ligning er

V_v : Vandvoluminet (m^3)

Q : Vandføringen (m^3/s) ved fuldlast

h : Fuldlasttallet (timer)

3600: Antal sekunder i en time.

For et 250 MW pumpekraftværk med fuldlast i 8 timer bliver det nødvendige udnyttelige vandvolumen, jvf. tabel 2:

$$V_v = 2 \cdot 230 \cdot 8 \cdot 3600 = 13,248 \text{ mio. } m^3.$$

Da bassinet ikke bør løbe tomt er det nødvendigt med et lidt større vandvolumen. For bassintype I er på basis af appendiks A fundet følgende hoveddimensioner:

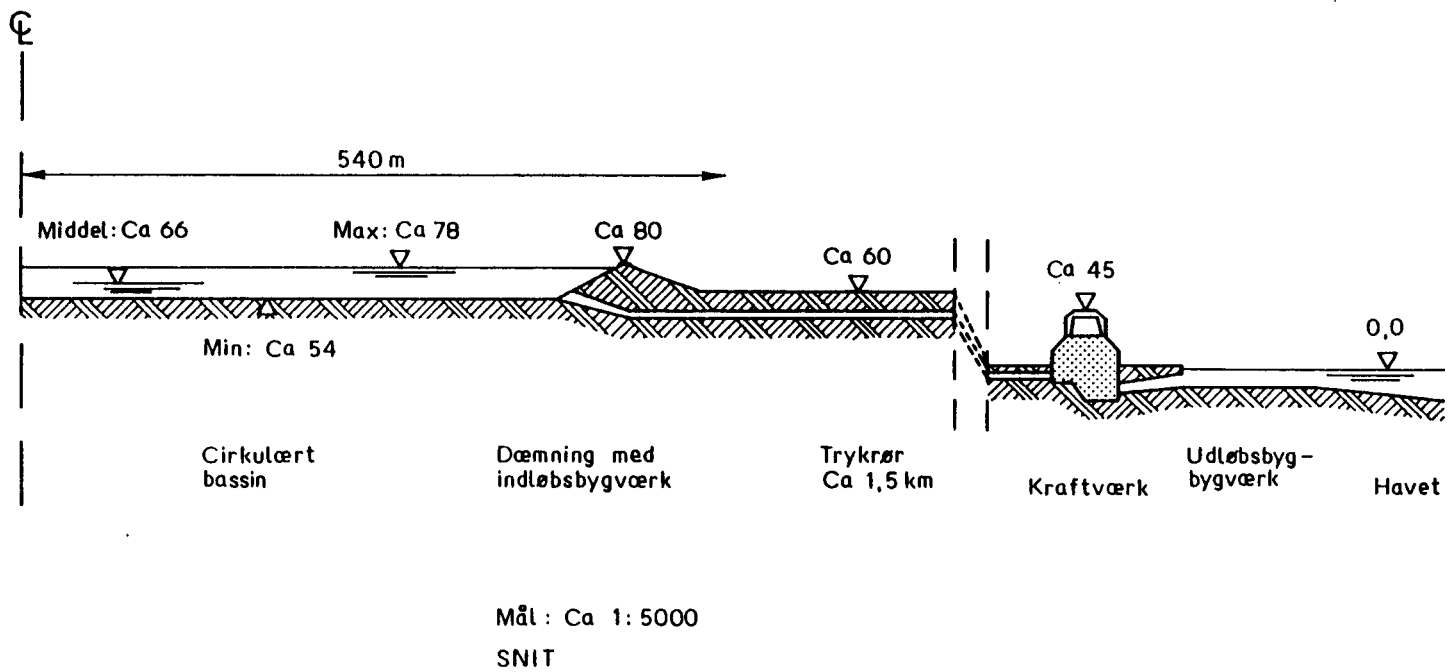
Bruttovandindhold	: 14,0 mio. m^3
Nettovandindhold, skøn	: 13,2 mio. m^3
Dæmningshøjde	: 20,0 m
Kronebredde	: 5,0 m
Bredde af omfangsvej m.m.	: 15,0 m

Fribord	: 2,0 m
Dæmningsanlæg, vandside	: 2
Dæmningsanlæg, luftside	: 3
Dybde af bortgravet jord	: 5,9 m
Dæmningsvolumen	: 3,2 mio. m ³
Radius (til hegn)	: 540 m
Middeloverfladeareal, vand	: 58,6 ha
Grundareal (til hegn)	: 91,6 ha

På figur 6 er bassin- og dæmningsgeometrien vist for en lokalitet med oprindeligt terræn i kote ca. 60. Endvidere er det på figur 4 skitserede kraftværk indtegnet tillige med trykrør m.m.

Det højeste vandspejl vil ligge i kote ca. 78, det laveste i kote ca. 54 og middelvandspejlet i kote ca. 66. Det varierende vandspejl medfører en ændring af vandføringen, såfremt effekten holdes konstant. For et 250 MW værk i turbinedrift vil startvandføringen være ca. 385 m³/s og efter 8 timer være steget til ca. 570 m³/s. Holdes vandføringen konstant, vil værkets effekt falde, efterhånden som trykket falder.

Den kraftigt varierende vandstand (24 m på 8 timer) samt de store vandhastigheder omkring bassinets udløb gør rekreativ anvendelse af bassinet umulig. Bassinet skal derfor være afspærret for publikum. Fra dæmningskronen vil der imidlertid blive en enestående udsigt, hvorfor adgang for publikum bør etableres her.



Figur 6 - Bassin- og dæmningsgeometri, placering af trykrør m.m.
samt 250 MW kraftværk.

4.3 Vandveje

Vandvejene omfatter tilløbskanaler, ind- og udløbsbygværker, trykrør svingningskamre, ventiler, riste etc.

Ind- og udløbsbygværker skal udformes afrundede for at gøre de hydrauliske tab mindst mulige.

Under turbinedrift vil det udstrømmende vand kun udgøre en relativ lille risiko for skibsfarten - vandet vil presse bådene væk. Under pumpedrift vil der derimod kunne opstå farlige situationer, hvis mindre fartøjer kommer for tæt på og suges ind i værket.

Udløbet i havet skal derfor udformes på en måde, så der ingen risiko opstår for skibsfart og badende. Omkring udløbet bør der placeres en sikkerhedszone uden for hvilken de kunstigt genererede strømhastigheder er mindre end 0,5 m/s (1 knob). Med en vanddybde på f.eks. 6 m svarer dette til en bredde af sikkerhedszonen på mindst 200 m.

Sikkerhedszonen bør afspærres med fintmaskede net så badende ikke kan trænge igennem. Fintmaskede net kan måske give problemer med vandmænd o.l. under pumpedrift. Med en vanddybde på mindst 6 m og en bredde på mindst 200 m vil der imidlertid næppe kunne blive tale om en fuldstændig tilstopning. Iøvrigt vil vandet under turbinedrift løbe den modsatte vej og derfor virke rensende. Sikkerhedszonen skal desuden afspærres med kraftige wirer eller lignende, som kan holde mindre både tilbage. I passende afstand fra net og wirer placeres stærkt synlige sømærker, bag hvilke al sejlads, fiskeri og badning er forbudt.

Tættere på værket skal kraftige riste sikre pumpeturbinerne mod skader på grund af indsugede genstande, f.eks. træstammer.

Trykrørsdimensionerne fastlægges normalt på grundlag af en økonomisk optimering. En stor diameter er dyr, men giver en lille vandhastighed og dermed et lille friktionstab. Omvendt er en lille diameter billig,

men giver en stor vandhastighed og dermed et stor friktionstab. Den økonomisk optimale vandhastighed ligger typisk i intervallet 3-6 m/s, ref. /P-10/ og /P-12/.

Ifølge næste kapitel, 5: Placeringsmuligheder i Danmark, er den mest realistiske placering i Danmark et kystnært værk baseret på havvand. For et sådant værk vil den økonomisk optimale vandhastighed næppe blive bestemmende for trykrørdimensionerne, idet risiko for begroning vil stille krav om hastigheder som sandsynligvis er større end den økonomisk optimale hastighed. Ifølge kapitel 5 bør hastigheden være større end ca. 7 m/s. For et 250 MW værk med en vandføring på 460 m³/s under turbinedrift svarer dette til 2 trykrør, hver med en indvendig diameter på ca. 6500 mm.

Med 2 Ø6500 mm. stålrør bliver friktionstabet:

Turbinedrift, 460 m ³ /s	: ca. 3,1 mVS/km
Pumpedrift, 336 m ³ /s	: ca. 1,7 mVS/km

Sættes længden af trykrørene til 1,5 km og gives tillæg for ind- og udløbstab m.m. bliver det samlede tab:

Turbinedrift	: ca. 5 mVS
Pumpedrift	: ca. 3 mVS

Tages udgangspunkt i de på figur 6 viste koter fås:

Middeltrykhøjde, turbinedrift: $H_t = 66 - 5 = 61$ m

Middeltrykhøjde, pumpedrift : $H_p = 66 + 3 = 69$ m

4.4 Samlet virkningsgrad

Den nødvendige energimængde til oppumpning og den udnyttelige energimængde under turbinedrift afhænger af vandmængden og trykhøjden:

Pumpedrift:

$$E_p = \rho g V_v H_p \eta_p^{-1} \quad (4)$$

Turbinedrift:

$$E_t = \rho g V_v H_t \eta_t \quad (5)$$

I disse ligninger er

E_p og E_t : Energimængden (J)

ρ : Vands massefylde (= 1000 kg/m³)

g : Tyngdeaccelerationen (= 9,81 m/s²)

V_v : Vandmængden (m³)

H_p og H_t : Trykhøjden (m)

η_p og η_t : Virkningsgraden

Indsættes vandmængden i mio. m³ og ønskes energimængden i MWh kan ligning (4) og (5) forenkles til:

$$E_p = 2,725 V_v H_p \eta_p^{-1} \quad (6)$$

$$E_t = 2,725 V_v H_t \eta_t \quad (7)$$

I disse ligninger er

E_p og E_t : Energimængden (MWh)

V_v : Vandmængden (mio. m³)

H_p og H_t : Trykhøjden (m)

η_p og η_t : Virkningsgraden

Værkets samlede virkningsgrad er forholdet mellem E_e og E_p :

$$\eta_{tot} = \frac{E_e}{E_p} = \frac{H_e \eta_e \eta_p}{H_p} \quad (8)$$

For det tidligere vurderede 250 MW værk er følgende værdier fundet: $V_v = 13,248$ mio. m^3 , $H_p = 69$ m, $\eta_p = 0,9$, $H_e = 61$ m og $\eta_e = 0,9$. Indsættelse i ligning 6 og 7 giver:

$$E_p = 2.768 \text{ MWh}$$

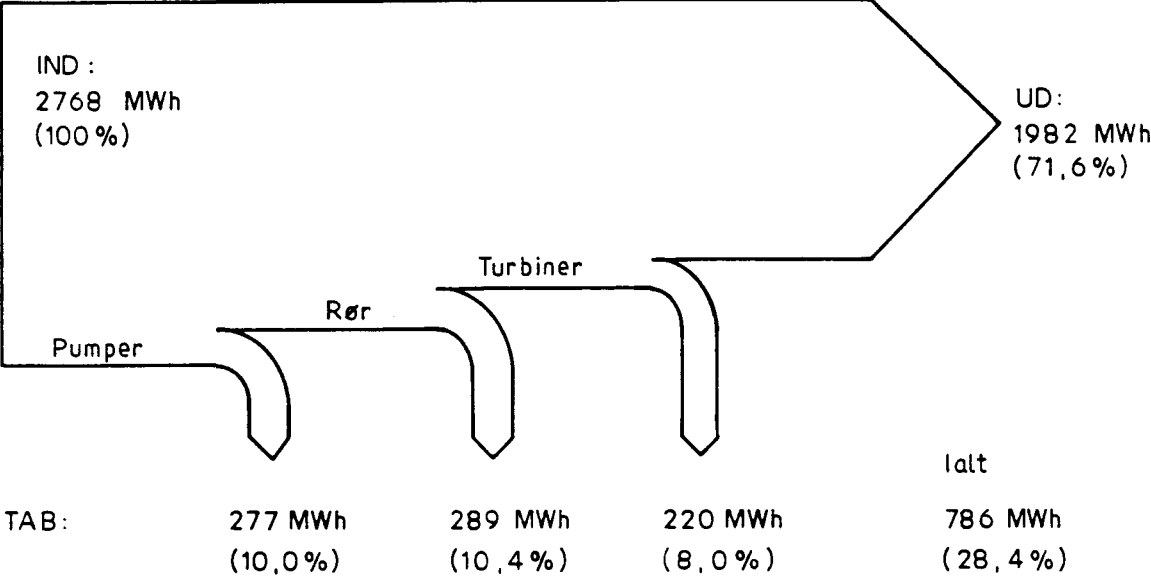
$$E_e = 1.982 \text{ MWh}$$

Den samlede virkningsgrad bliver:

$$\eta_{tot} = \frac{1.982}{2.768} = 0,716, \text{ dvs. ca. } 72\%$$

For hver MWh leveret af værk skal der altså leveres $0,716^{-1} = 1,40$ MWh af værk. I ref. /P-2/ anføres den typiske totale virkningsgrad til 75%, mens den på Geesthacht værket er ca. 69%, ref. /P-10/. Disse værdier er i god overensstemmelse med de overfor fundne 72%.

I figur 7 er energikredsløbet vist grafisk.



Figur 7 - Energikredsløb i et 250 MW pumpekraftværk.

5. PLACERINGSMULIGHEDER I DANMARK

5.1 Anvendelse af havet som nedre magasin

Alle eksisterende pumpekraftværker anvender enten floder, søer eller kunstige søer som øvre og nedre magasiner.

Der findes ikke i Danmark floder (åer) store nok til at udgøre et bassin for et pumpekraftværk. Som eksempel kan nævnes, at Danmarks vandrigeste å, Skjern Å, har en middelvandføring på ca. 35 m³/s, ref. /P-11/. Sammenholdt med et maksimalt flow i et 250 MW pumpekraftværk på ca. 4-500 m³/s, jvf. kapitel 4, ses muligheden for at anvende åer at være ganske urealistisk.

Anvendelse af naturlige søer i Danmark er udfra miljø- og fredningshensyn heller ikke muligt. Under danske forhold synes den eneste realistiske mulighed derfor at indebære opførelse af enten to kunstige bassiner eller et kunstigt bassin i kombination med havet som nedre magasin.

I Midtjylland findes flere steder områder med store højdeforskelle. Omkring Danmarks højeste punkt, Yding Skovhøj (173 m), ligger 2-3 km² over kote 150. Inden for en radius af ca. 5 km ligger flere områder under kote 50. Der er altså her mulighed for at opnå højdeforskelle større end 100 m. Det vurderes dog, at det både her og andre steder i det midtjyske højland vil blive overordentlig vanskeligt at opnå fredningsmyndighedernes tilladelse til at opføre de nødvendige - og i landskabet dominerende - bassiner.

Danmarks lange kystlinie gør det oplagt at vurdere muligheden af en kystnær placering med anvendelse af havet som nedre magasin.

Pumpekraftværker med anvendelse af havet som nedre magasin er endnu ikke opført noget steds i verden. I Japan er der i de senere år gennemført intensive undersøgelser af en sådan løsning, ref. /P-3/, /P-4/ og

/P-5/. Disse undersøgelser har vist, at de tekniske problemer ved en sådan løsning kan løses, og det er derfor blevet besluttet at opføre verdens første anlæg af denne slags på den japanske ø Okinawa, ref. /P-6/. Værket bliver et relativt lille demonstrationsanlæg på 30 MW. Højdeforskellen mellem det øvre bassin og havet er ca. 144 m, hvilket er mere end der kan opnås i Danmark.

Det væsentligste problem ved at anvende havet som nedre magasin er havets saltindhold. Det salte vand kan korrodere turbiner, ventiler, rør m.m. Men både de omtalte japanske undersøgelser samt oplysninger fra turbinefabrikanter, ref. /P-8/ og /M-13/ viser, at disse problemer kan overvindes ved valg af materialer, som kun er moderat dyrere end traditionelle materialer. Der kan i denne sammenhæng peges på de talrige havvandsbaserede kølesystemer i dampkraftværker. Disse køleanlæg med pumper, rør, varmevekslere etc. fungerer tilfredsstillende med havvand som kølemedium.

Et andet problem havvand kan give anledning til er begroning i vandvejene. De japanske undersøgelser har vist, at begroning stort set kan elimineres, hvis vandhastigheden er større end ca. 8 m/s. I det overfor omtalte demonstrationsanlæg på Okinawa bliver den maksimale hastighed 7,1 m/s. En så stor vandhastighed vil give anledning til et større friktionstab end sædvanligt, idet den typiske hastighed i ferskvandsbaserede pumpekraftværker er 3-6 m/s, ref. /P-10/ og /P-12/. De kommende erfaringer fra det planlagte japanske kystværk må vise om begroning udgør et alvorligt problem. Igen kan der dog drages sammenligning med kendte havbaserede kølesystemer. Begroning er her et kendt, men dog overvindeligt problem.

Det er i de japanske undersøgelser, ref. /P-6/, endvidere undersøgt, om sprøjt og "røg" fra det saltvandsfyldte øvre bassin kan skade omgivelserne f.eks. afgrøder på tiliggende marker. Konklusionen er, at dette næppe vil være et problem. Dette harmonerer med, at der ikke i Danmark synes at være problemer med marker i kystnære, lavtliggende egne.

Ved etablering af et pumpekraftværk ved en dansk kyst må der tages hensyn til de problemer is kan give anledning til. Store isstykker vil kunne skade turbiner og andre installationer eller tilstoppe vandvejene. Der eksisterer i dag mange vandkraftværker i kolde egne, hvor magasinerne er helt isdækkede om vinteren. Dette er normalt helt problemfrit, blot indtagene er beskyttede f.eks. ved at ligge under isdækket. Ved et pumpekraftværk i drift vil den kraftige ud- og indstrømning virke hæmmende på isdannelsen, og der vil næppe kunne opstå isproblemer i magasinet. Ved kystindtaget må der imidlertid kunne forventes kraftig isgang, f.eks. isskruning ved hård pålandsvind. Spærreværker (riste o.l.) vil kunne tilbageholde en del af isen, men bedst vil det være at lægge indtaget passende dybt under havoverfladen. Også med hensyn til isproblemer kan der drages paralleller til eksisterende, velfungerende havbaserede kølevandsystemer.

Alt i alt kan det konkluderes, at opførelse af et pumpekraftværk med havet som nedre magasin er en realistisk mulighed.

5.2 Vurdering af lokaliteter

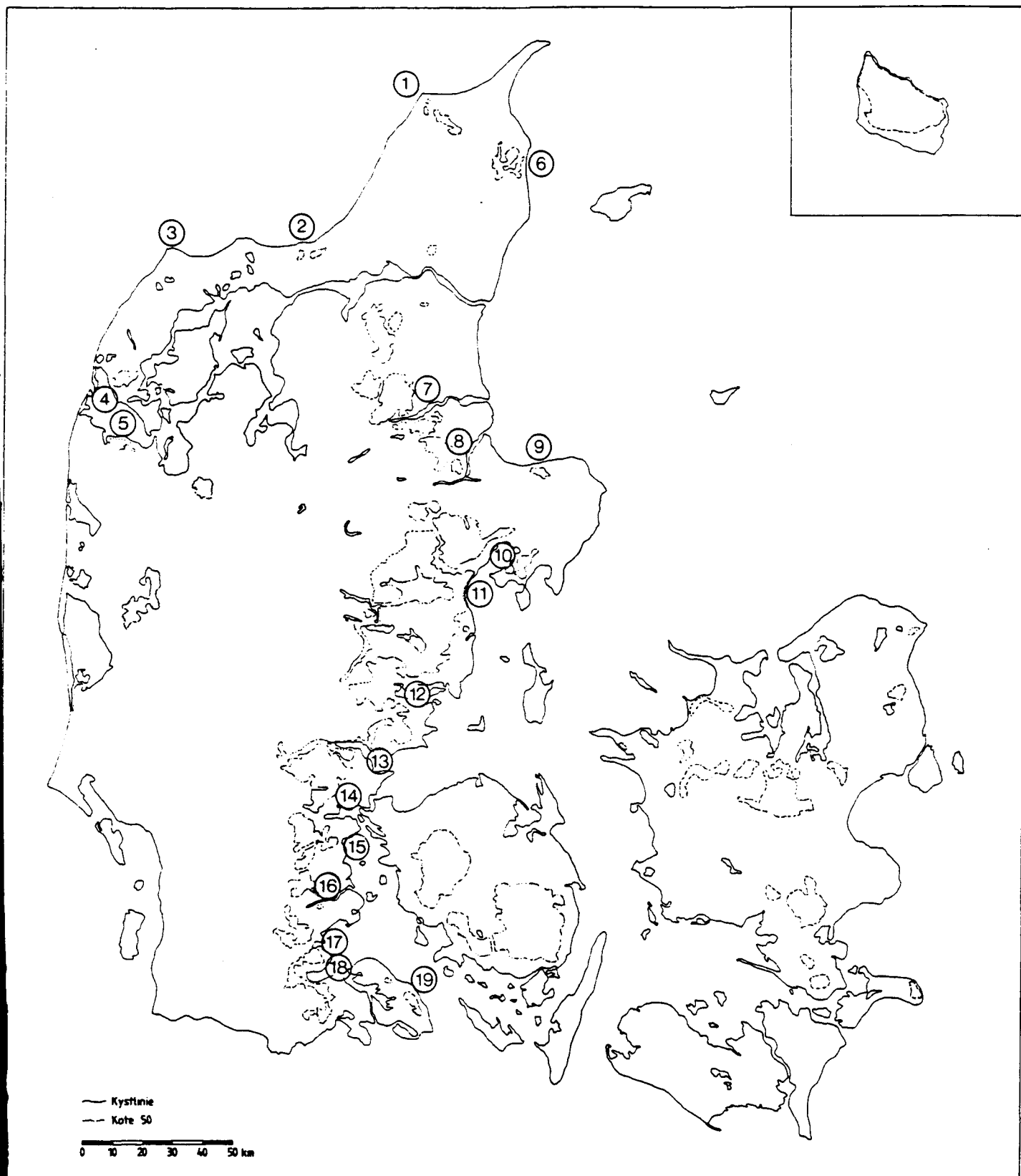
På figur 8 er vist et kort over Danmark med angivelse af 50 m højdekurven, hvor denne ligger relativ nær kystlinien. Af figuren ses, at der især langs den jyske østkyst er mange områder med højt land tæt på kysten.

I det følgende vurderes de i figur 8 viste 19 lokaliteter nærmere. Når der i det følgende omtales højtliggende arealer, menes hermed arealer over kote 50. Vurderingen er foretaget på grundlag af forskelligt kortmateriale bl.a. søkort samt ref. /P-1/.

1. Skagerak ved Hirtshals

De højtliggende arealer har for lille udstrækning. Placering af kraftværk ved vesterhavskysten er problematisk.

Lokaliteten er næppe egnet.



Figur 8 - Kystnære områder høyere end 50 m.

2. Skagerak ved Svinkløv

De højtliggende arealer har lille udstrækning og er næsten alle fredede. Placering af kraftværk ved vesterhavskysten er problematisk.

Lokaliteten er næppe egnet.

3. Skagerak ved Hanstholm

De højtliggende arealer har lille udstrækning og ligger tæt ved Hanstholm. Placering af kraftværk ved vesterhavskysten er problematisk.

Lokaliteten er næppe egnet.

4. Nisum Bredning, vest for Hurup

Stort, højtliggende areal 1-2 km fra kysten. Ingen fredede arealer, men placering af kraftværk neden for de høje kystskrænter i Krik Vig kan give fredningsmæssige problemer. Sydligere placering ved Helligsø er sandsynligvis mulig.

Vanddybden i Nisum Bredning er lav, på det dybeste område mellem Thyholm og Lemvig-Oddesund, således kun 6-7 m. For at opnå tilstrækkelig små vandhastigheder må udløbet derfor gøres bredt, hvilket vil øge anlægsudgiften.

Lokaliteten er måske egnet.

5. Nisum Bredning, øst for Lemvig

Stort, højtliggende areal ca. 1 km fra kysten. Fredede arealer kun umiddelbart øst for Lemvig, placering af bassin nær Lemvig-Nisum vejen kan give fredningsmæssige problemer. Forhold omkring vanddybden er beskrevet under lokalitet nr. 4.

Lokaliteten er måske egnet.

6. Kattegat syd for Frederikshavn

De højtliggende arealer har begrænset udstrækning og gennemskæres af Bangsbo Å. Placering af kraftværk ved kysten mellem Frederikshavn og Sæby problematisk pga. bebyggelse (helårs- og sommerhuse, campingpladser).

Lokaliteten er næppe egnet.

7. Mariager Fjord

Store, højtliggende arealer tæt ved fjorden mellem Hobro og Mariager, flere steder er afstanden mindre end 1 km. Størstedelen af kysten er skovbevokset eller fredet. Mariager Fjord er flere steder meget snæver, øst for Hadsund således smallere end 200 m. Vanddybden er her ca. 4 m, hvilket betyder, at værkets drift kan give anledning til strømhastigheder i fjorden større end 0,5 m/s (ca. 1 knob). Dette vil sandsynligvis ikke kunne accepteres.

Lokaliteten er næppe egnet.

8. Randers Fjord

Højtliggende arealer 2-3 km vest for Møllerup Havn. Ingen fredede arealer, men nogen skov. Som for Mariager Fjord må der forventes ret store strømhastigheder i den snævre fjord.

Lokaliteten er næppe egnet.

9. Fjellerup Strand

De højtliggende arealer har for lille udstrækning. Meget skov og bebyggelse (sommerhuse, campingpladser) ved kysten.

Lokaliteten er næppe egnet.

10. Kalø Vig

Omkring Kalø Vig ligger flere steder store, højtliggende arealer. Områderne øst for vigen (Mols Bjerger) er stort set alle fredede.

Nord og vest for vigen ligger områder højere end 75 m. Der er fredede arealer og nogen skov ved flere kyststrækninger, de øvrige strækninger er næsten alle bebyggede.

De store højder og nærheden ved Studstrupværket gør området teknisk velegnet.

Lokaliteten er måske egnet.

11. Århus Bugt

Store, højtliggende arealer tæt ved kysten. De kystnære områder er enten fredede, skovbevoksede eller bebyggede.

Lokaliteten er næppe egnet.

12. Horsens Fjord

Store, højtliggende arealer i nogen afstand fra fjorden, 3-5 km. Nordsiden er fredet fra Stensballe til Alrø. Den overvejende lavvandede fjord har et relativt snævert udløb til Kattegat gennem Hjarnø Sund. Der kan måske opstå uacceptabelt høje strømhastigheder under værkets drift.

Lokaliteten er næppe egnet.

13. Vejle Fjord

Store, højtliggende arealer tæt ved fjorden, ofte under 1 km fra kysten.

Fjorden er dyb (10-15 m) og bred og derfor egnet som nedre magasin.

Stort set alle kyststrækninger er enten fredede, skovbevoksede eller bebyggede. På nordsiden er skrænterne flere steder ustabile, hvilket kan give anlægstekniske problemer.

Lokaliteten er næppe egnet.

14. Kolding Fjord

Store, højtliggende arealer i nogen afstand fra fjordens nordside, afstand 3-5 km. Kun lidt er fredet eller skovbevokset. Mellem fjord og højtliggende områder ligger lande- og motorveje samt jernbane, hvilket er problematisk for rørføringen.

Lokaliteten er næppe egnet.

15. Lillebælt, Mosvig

Mindre, højtliggende areal 1-2 km fra kysten. Området omkring Skamlingsbanken er fredet og kysten har tæt bebyggelse.

Lokaliteten er næppe egnet.

16. Haderslev Fjord

De højtliggende arealer har lille udstrækning eller ligger langt fra fjorden. Fjorden af lav og smal.

Lokaliteten er næppe egnet.

17. Genner Fjord

Store, højtliggende arealer 1-2 km fra fjordens bund. Fredninger langs fjordens sydside, men ikke langs nordvest- og nordsiden. Lidt skov og nogen bebyggelse. Fjorden er dyb (10-15 m) og formodentlig bred og dyb nok til at kunne fungere som nedre magasin.

Lokaliteten er måske egnet.

18. Åbenrå Fjord

Store, højtliggende arealer i 2-3 km's afstand fra både nord- og sydsiden. Kun fredninger omkring fjordens munding (omkring Knudshoved og Varnæs Hoved) og omkring Åbenrå. Flere kyststrækninger er uden skov og bebyggelse. Fjorden er dyb (over 20 m) og bred. Enstedværkets nærhed er en fordel.

Lokaliteten er måske egnet.

19. Nordøstkysten af Als

Mindre, højtliggende areal øst for kysten mellem Mommark og Fynshav. Kun en lille del af området er fredet, bevokset eller bebygget. Vandområdet er stort, frit og dybt (over 20 m).

Lokaliteten er måske egnet.

På grundlag af den ret grove gennemgang kan der peges på følgende 6 lokaliteter, som måske vil være egnede for placering af et pumpekraftværk:

- Nissum Bredning, vest for Hurup
- Nissum Bredning, øst for Lemvig
- Kalø Vig
- Genner Fjord
- Åbenrå Fjord
- Nordkysten af Als.

Det synes sandsynligt, at det på mindst en af disse lokaliteter vil være muligt at opføre et pumpekraftværk ved kysten og et bassin i kote ca. 60 1-2 km fra kysten. For alle 6 lokaliteter gælder, at jordbunden domineres af moræneler, som er velegnet til dæmningsfyld. Der vil derfor næppe blive behov for tilkøbt materiale i større mængder, dvs. bassinet kan sandsynligvis opføres som type I, jvf. kapitel 4. Detaljerede geotekniske undersøgelser vil dog være nødvendige.

Ligeledes vil der være behov for detaljerede hydrogeologiske undersøgelser, bl.a. for at fastlægge grundvandets beliggenhed og bevægelse. Selvom bassinet udføres med en tæt asfaltmembran eller lignende, jvf. appendiks A, vil der altid være risiko for en vis udsivning af saltvand. For at undgå saltvandsforurening af vigtige grundvandsmagasiner bør bassinet placeres i et område, hvor grundvandsstrømmen er rettet mod kysten.

En visuel undersøgelse af de 6 lokaliteter tyder på, at Åbenrå Fjord sandsynligvis er den mest velegnede lokalitet.

6. ØKONOMI

6.1 Anlægsudgifter

Til trods for at der i dag er opført ca. 250 pumpekraftværker i verden, har det været vanskeligt at fremskaffe data om sådanne værkers anlægsudgifter. Ved henvendelser til turbinefabrikanter m.fl. har disse pointeret, at hvert værk er noget specielt, hvorfor de ikke har set sig i stand til at oplyse generelle enhedspriser, f.eks. som kr/kW.

Det har derfor været nødvendigt at gennemgå tilgængelig litteratur, hvor oplysninger om anlægsudgifter er præsenteret. Litteraturen er fundet dels via litteratursøgning på bl.a. DTB, dels via on-line søgning i forskellige databaser. Herudover har der været rettet henvendelse til 10 producenter af turbiner og pumper. Kun en enkelt producent, Sulzer Escher Wyss, har leveret prisoplysninger.

De fremskaffede anlægsudgifter stammer fra de sidste ca. 20 år. Det har derfor været nødvendigt at regulere udgifterne til 1988 niveau, ligesom det har været nødvendigt at vurdere især dollarkursens indflydelse på prisudviklingen.

I appendiks B er der detaljeret redegjort for hvilke originale prisoplysninger, der har været til rådighed, og hvorledes disse oplysninger er bearbejdet.

På grundlag af analysen i appendiks B er følgende generelle udtryk for anlægsudgiften fundet:

$$u_{tot} = 30.000 P^{-0.3} \pm 20\% \quad (9)$$

I denne ligning er

u_{tot} : Enhedspris i kr/kW for hele værket incl. bassin, vandveje
m.m., prisniveau medio 1988 excl. moms

P : Effekt i MW

I tabel 3 er anlægsudgifterne opgjort for forskellige værkstørrelser ved anvendelse af ligning 9.

Tabel 3 - Anlægsudgifter til pumpekraftværker, prisniveau medio 1988 excl. moms.

Effekt, MW	Enhedsudgift kr/kW	Totaludgift mio. kr.
62,5	8700	540 ± 110
125	7000	880 ± 180
250	5700	1400 ± 280
500	4700	2300 ± 460
1000	3800	3800 ± 760
2000	3100	6100 ± 1200

6.2 Driftsudgifter

Driftsudgifterne omfatter dels almindelig drift og vedligeholdelse dels udgifter til oppumpning.

Pumpekraftværker består af enkle, robuste komponenter og drives derfor sædvanligvis fjernbetjent, ref. /P-2/ og /P-10/. Pumpekraftværker kræver derfor væsentlig mindre bemanning end sædvanlige dampkraftværker. Normalt vil der dog være behov for et opsyn, ligesom der kontinuert må forventes småreparationer.

For almindelige dampkraftværker udgør den årlige udgift til drift og vedligeholdelse ca. 3% af anlægsudgiften. For et pumpekraftværk synes det derfor rimeligt at antage, at udgiften kun udgør ca. 1% af anlægsudgiften. I ref. /P-2/ er driftsudgiften sat til 12% af udgiften til indkøb af el an pumpekraftværk. I det følgende vil disse to beregningsgrundlag blive anvendt i et konkret eksempel.

6.3 Økonomieksempel

For at give en fornemmelse af økonomien i et eventuelt dansk pumpekraftværk er der i det følgende gennemført en meget simpel og foreløbig økonomivurdering.

Der foreligger ikke idag takster, som tager hensyn til så store ændringer af belastningskurvens udseende, som et pumpekraftværk vil give anledning til. De i det følgende anvendte takster, som svarer til mindre enheder som f.eks. decentrale kraftvarmeværker, vil derfor sandsynligvis overvurdere lønsomheden for et pumpekraftværk.

Der betragtes et 250 MW pumpekraftværk med et lager på ca. 2000 MWh, jvf. kapitel 4. Anlægsudgiften for et sådant værk er 1400 mio. kr. ifølge tabel 3.

Det antages, at værket kan producere 8 timer 250 hverdage om året, dvs. i alt 2000 timer. Den årlige energiproduktion bliver da: $2000 \cdot 250 = 500.000$ MWh. Det antages endvidere, at 1270 af de 2000 timer kan leveres til spidslasttakst og resten (730 timer) til højlasttakst.

Sættes spidslasttaksten til 500 kr/MWh og højlasttaksten til 300 kr/MWh bliver de årlige indtægter: $(1270 \cdot 500 + 730 \cdot 300) : 250 = \underline{213,5 \text{ mio. kr.}}$

Oppumpning antages at kunne ske til lavlasttakst. Med en virkningsgrad på 72% bliver det årlige energiforbrug: $500.000 / 0,72 = 694.000$ MWh. Sættes energiprisen for lavlasttakst til 135 kr/MWh bliver energiudgiften til pumpning 93,7 mio. kr.

Med en driftsudgift på 1% af anlægsudgiften fås 14,0 mio. kr., mens 12% af udgiften til elindkøb giver 11,2 mio. kr. De to alternative metoder til beregning af driftsudgiften giver altså omtrent samme resultat.

Sættes driftsudgiften til 13,0 mio. kr. bliver de årlige nettoindtægter:
 $213,5 - 93,7 - 13,0 = \underline{106,8 \text{ mio. kr. pr. år.}}$

Med en anlægsudgift på 1400 mio. kr. og en levetid på 25-30 år (= betalingsperiode) bliver forrentningen (realrenten) ca. 6%, hvilket tyder på, at etablering af et pumpekraftværk i Danmark kan være interessant.

En mere detaljeret vurdering af økonomien er dog nødvendig. En sådan vurdering må baseres på et egentligt skitseprojekt for at fastlægge anlægsøkonomien med større sikkerhed samt dynamiske simuleringer af værkets drift for at fastlægge driftsøkonomien med større sikkerhed.

7. REFERENCER

- /P-1/ Dahl, K., "Fredede områder og statsskove, Jylland",
Danmarks Naturfredningsforenings Forlag, maj 1987.
- /P-2/ Harder, E.L., "Fundamentals of Energy Production",
John Wiley & Sons, 1982.
- /P-3/ Haskimoto, T., "Seawater Pumped-storage Scheme Under Study
in Japan", Water Power & Dam Construction, February 1986.
- /P-4/ Haskimoto, T., Letter to Cowiconsult, May 1988.
- /P-5/ Haskimoto, T. "Engineering Problems in Sea-water Pumped-storage
Power Generation". Working Paper, undated.
- /P-6/ "Marine Pumped-storage Prototype goes Ahead in Japan",
Water Power & Dam Construction, January 1988.
- /P-7/ Mühlemann, E.H., "Arrangements of Hydraulic Machines for
Pumped Storage and Comparison of Cost, Efficiency and Starting
Time", Sulzer Escher Wyss News, January 1972.
- /P-8/ Nohab-KMW Turbin AB, "Pump Storage Hydropower in Denmark",
Letter to Cowiconsult, september 1987.
- /P-9/ "Pumped Storage: A World Survey", Water Power & Dam
Construction Handbook 1988.
- /P-10/ "Pumpspeicherwerk Geesthacht", HEW informationen,
oktober 1979.

- /P-11/ Skjern Å delta, skitseprojekt, Cowiconsult, december 1987.
- /P-12/ Sullenberger, R., "Bath County: The World's Largest Pumped-storage Plant Commissioned", Water Power & Dam Construction, February 1986.
- /P-13/ Sulzer Escher Wyss, "Pumped Hydropower Storage in Denmark, Technical Data and Approx. Prices", Letter to Cowiconsult, May 1988. Se også bilag 5, appendix B.
- /P-14/ Warnick, C.C., "Hydropower Engineering", Prentice-Hall, Inc., Englewood Cliffs, NJ, 1984.
- /P-15/ UP84: Udvidelsesplan 1984, ELSAM, Det jysk-fynske elsamarbejde.

BASSIN- OG DÆMNINGSGEOMETRI, ANLÆGSUDGIFTER

Indholdsfortegnelse:

Side:

A1	Indledning	A1
A2	Bassintyper	A2
	A2.1 Bassintype I	A2
	A2.2 Bassintype II	A6
A3	Beregningseksempler	A8
	A3.1 Bassintype I	A8
	A3.2 Bassintype II	A16
	A3.3 Sammenfatning	A20
A4	Anlægsudgifter	A20
	A4.1 Enhedspriser	A20
	A4.2 Totale anlægsudgifter	A23
	A4.3 Sammenfatning	A27
A5	Referencer	A28

Den mest pladskrævende anlægsdel i et pumpekraftværk er bassinet eller bassinerne med tilhørende omfangsdæmninger. I dette appendiks gennemgås en række idealiserede udformninger af denne anlægsdel. På grundlag heraf opgives en række mulige sammenhænge mellem lagerets bruttoenergiindhold, arealbehov m.m., rækkende fra ganske små lagre til meget store lagre. Endvidere er anlægsudgifterne belyst.

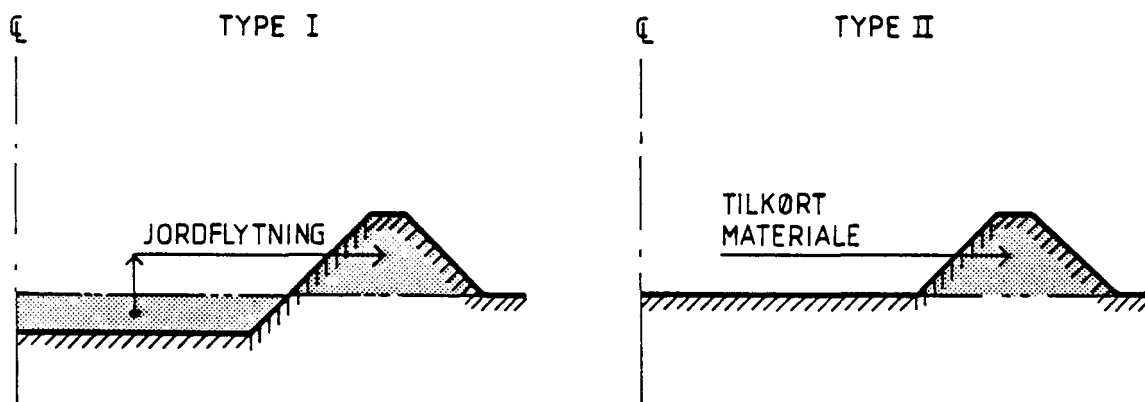
To bassintyper er analyseret:

Type I : Omfangsdæmningen består af materiale fra bassinets bund

Type II: Omfangsdæmningen består af tilkøbt materiale

De to bassintyper er skitseret i figur A1.

Bassintype I kræver mindre jordflytning end bassintype II, til gengæld kan bassintype I kun opføres på lokaliteter, hvor jordbunden er egnet til dæmningsfyld.



Figur A1 - Bassintype I og II

Begge bassintyper forudsættes beliggende i fladt terræn, mens omfangsdæmningerne opføres som cirkulære jorrdæmninger. I praksis vil forholdene være mere varierede.

A2 BASSINTYPER

I det følgende gennemgås de to bassintyper detaljeret.

A2.1 Bassintype I

Omfangsdæmningen opføres som nævnt af jord fra bassinbunden. Herved opnås, at gravearbejdet begrænses til selve bassinområdet, dvs. udgravning og jordflytning i bassinets omegn bliver mindst mulig. Bassintype I kan kun realiseres, hvor de stedlige materialer er anvendelige som dæmningsfyld.

Bassintype I er vist på figur A2. På denne figur er

H_d : Dæmningshøjde (i forhold til oprindeligt terræn)

H_v : Maksimal vanddybde (i forhold til bassinbund)

H_j : Dybde af bortgravet jord

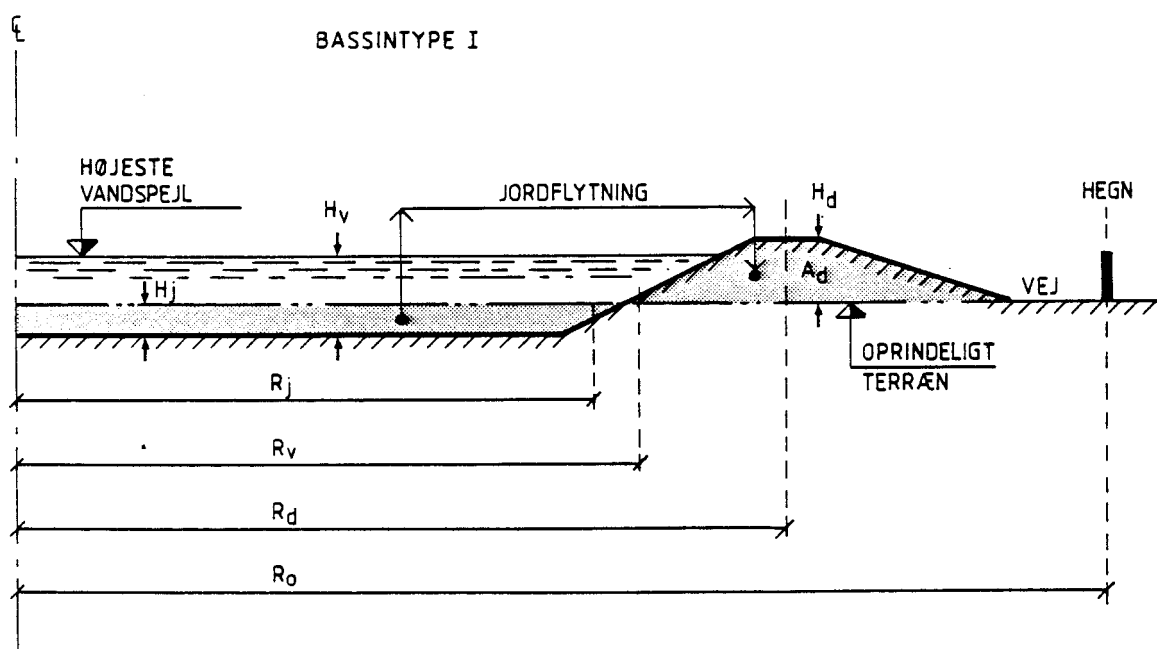
R_j : Middelradius af bortgravet jord

R_v : Middelradius af bassin (vand)

R_d : Dæmningsradius

R_o : Største radius (til skel)

A_d : Tværsnitsareal af dæmning.



Figur A2 - Bassin- og dæmningsgeometri, bassintype I.

På grundlag af ovenstående kan følgende voluminer og arealer defineres:

$$\text{Maksimalt vandvolumen} : V_v = \pi R_v^2 H_v \quad (\text{A1})$$

$$\text{Volumen af bortgravet jord: } V_j = \pi R_j^2 H_j \quad (\text{A2})$$

$$\text{Dæmningsvolumen} : V_d = 2\pi R_d A_d \quad (\text{A3})$$

$$\text{Middeloverfladeareal, vand: } A_v = \pi R_v^2 \quad (\text{A4})$$

$$\text{Grundareal} : A_o = \pi R_o^2 \quad (\text{A5})$$

Da det er forudsat, at den bortgravede jord anvendes som dæmningsfyld, må der gælde:

$$V_j = V_d \quad (\text{A6})$$

I figur A3 er vist en mere detaljeret beskrivelse af bassin- og dæmningsgeometrien. I figur A3 er:

B_d : Bredde af dæmningskronen

B_o : Bredde af omfangsvej, rabatter, beplantning m.m. (fra dæmningsfod til skel)

f : Fribord (lodret afstand fra øverste vandspejl til dæmningskronen)

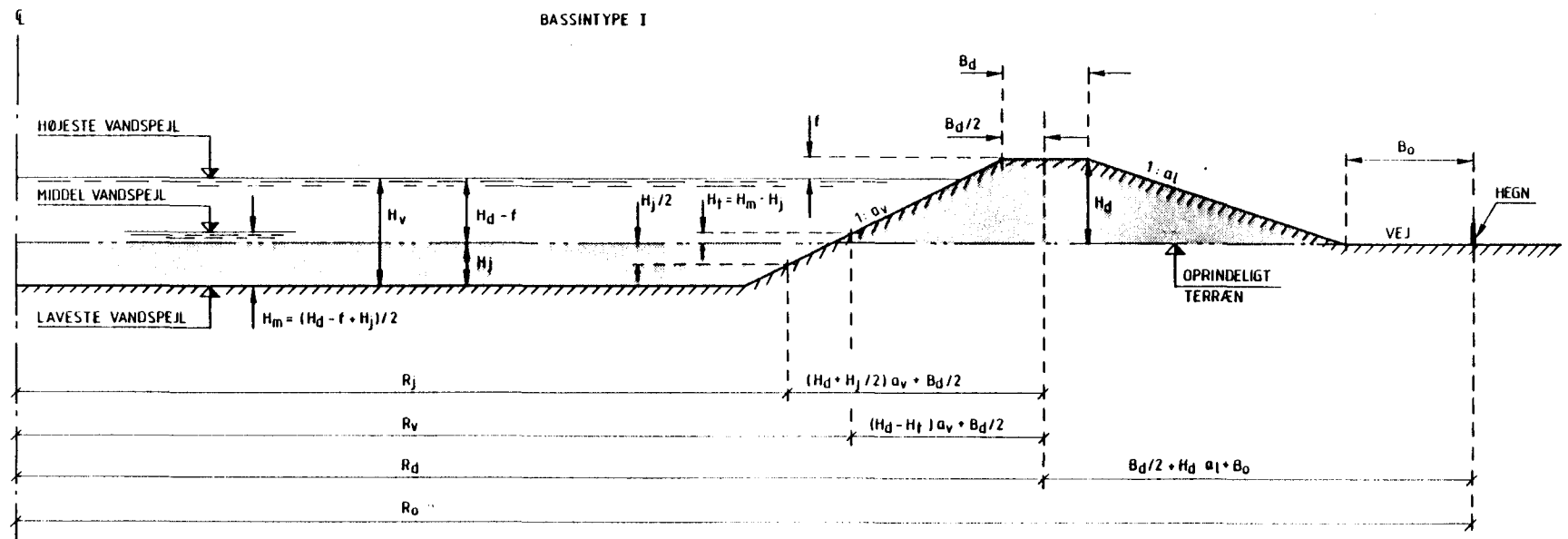
H_m : Middelvanddybde i bassin ift. bassinbrund

H_t : Middelvanddybde i bassin ift. oprindeligt terræn

a_l : Dæmningsanlæg, luftside

a_v : Dæmningsanlæg, vandside

Figur A3 - Bassin- og dæmningsgeometri, bassintype I, detailskitse.



På basis af figur A3 kan følgende relationer opstilles:

$$A_d = \frac{1}{2} (2B_d + H_d(a_v + a_l)) H_d \quad (A7)$$

$$H_v = H_d - f + H_j \quad (A8)$$

$$H_m = \frac{1}{2} (H_d - f + H_j) \quad (A9)$$

$$H_t = \frac{1}{2} (H_d - f - H_j) \quad (A10)$$

$$R_j = R_o - (B_d + B_o + H_d (a_l + a_v) + \frac{1}{2} H_j a_v) \quad (A11)$$

$$R_v = R_o - (B_d + B_o + H_d(a_l + \frac{1}{2} a_v) + \frac{1}{2} a_v(f + H_j)) \quad (A12)$$

$$R_d = R_o - (\frac{1}{2}B_d + B_o + H_d a_l) \quad (A13)$$

Det specifikke bruttoenergiindhold i bassinet defineres som tyngden af vandvoluminet:

$$E_s = V_v \rho g \quad (A14)$$

hvor ρ : Vands massefylde og g : Tyngdeaccelerationen. Kaldes koten til det oprindelige terræn for H_k er den lagrede bruttoenergi i forhold til havniveau:

$$E_b = E_s (H_k + H_t) \quad (A15)$$

Indsættes V_v i mio. m^3 og H_k og H_t i m fås E_b i MWh således:

$$E_b = \frac{9,81 \cdot 10^3 \cdot 10^6}{3600 \cdot 10^6} V_v (H_k + H_t) = 2,73 V_v (H_k + H_t), \text{ MWh} \quad (A16)$$

Værdien af den lagrede energi vil afhænge af vandvoluminet, mens udgiften til lageret vil afhænge bl.a. af jordarbejdet, dvs. dæmningsvoluminet. Et simpelt mål for nytte/kost-forholdet er derfor:

$$F_v = \frac{V_v}{V_j} \quad (A17)$$

Jo større F_V , jo større udbytte fås for et givent jordarbejde.

Arealudnyttelsen kan tilsvarende bedømmes udfra:

$$F_A = \frac{A_V}{A_O} \quad (A18)$$

Jo større F_A , jo bedre udnyttes et givent areal.

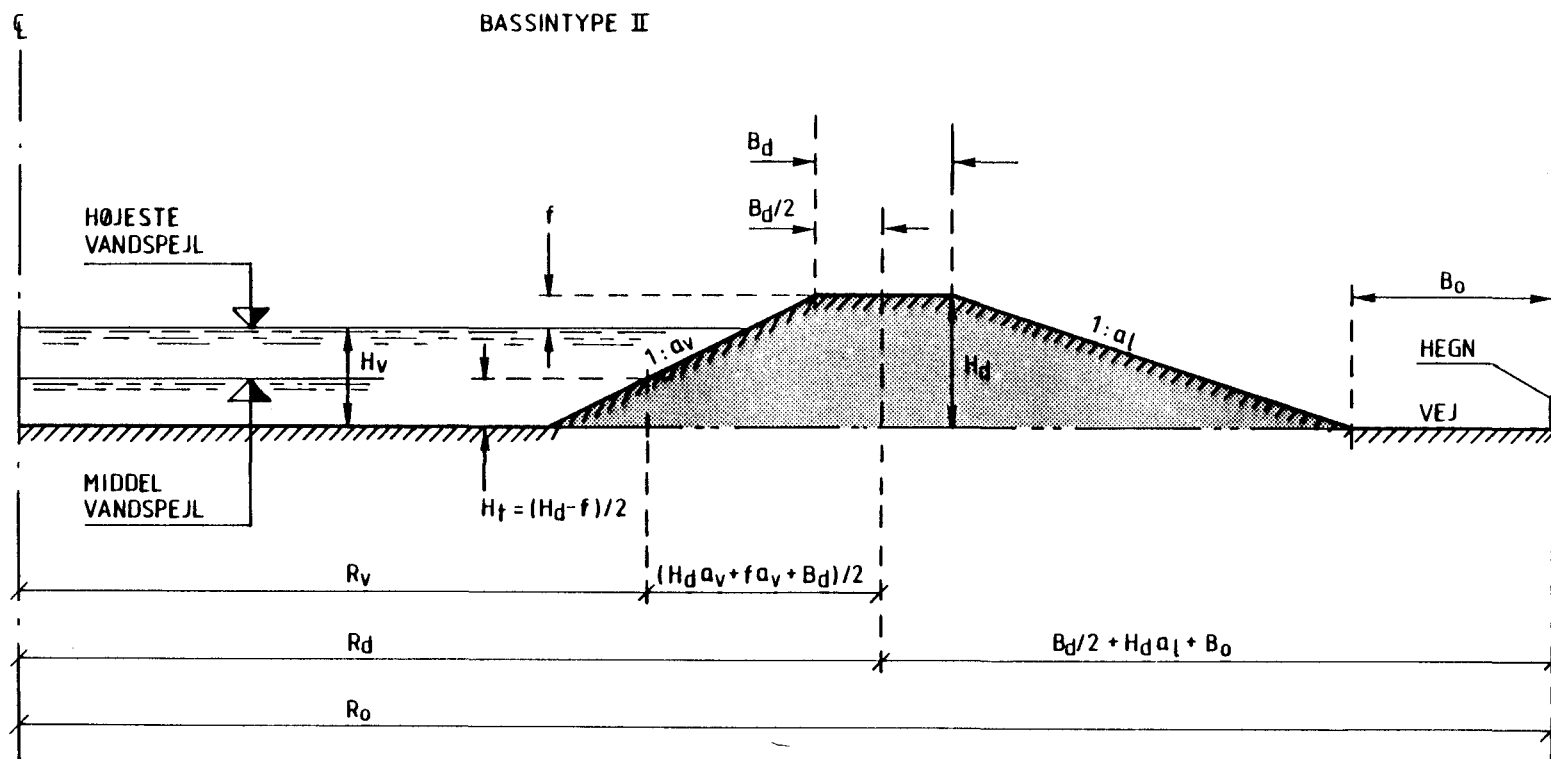
A2.2 Bassintype II

Omfangsdæmningen opføres af tilkørte materialer, dvs. bassinbunden forudsættes beliggende i niveau med oprindeligt terræn. Jordarbejdets størrelse vil for denne bassintype afhænge af i hvilken afstand, der findes tilgængelige materialer egnet som dæmningsfyld.

I figur A4 er bassin- og dæmningsgeometrien vist. Betegnelserne er de samme, som anvendt i figur A3.

For bassintype II kan de tidligere opstillede formler anvendes, idet dog H_j sættes lig med nul (dybde af bortgravet jord). Yderligere skal ligning (A6) ikke længere være opfyldt, idet dæmningen opføres af tilkørte materialer og ikke af materialer fra bassinbunden.

Figur A4 - Bassin- og dæmningsgeometri, bassintype II, detailskitse.



A3 BEREGNINGSEKSEMPLER

I dette afsnit gennemgås en række beregningseksempler på grundlag af de i afsnit A2 opstillede ligninger. For at begrænse antallet af variable i beregningseksemplerne er det valgt at fastholde følgende variable:

$B_d = 5,0$ m : Kronebredde

$B_o = 15,0$ m : Bredde af omfangsvej m.m.

$f = 2,0$ m : Fribord

$a_v = 2$: Dæmningsanlæg, vandside

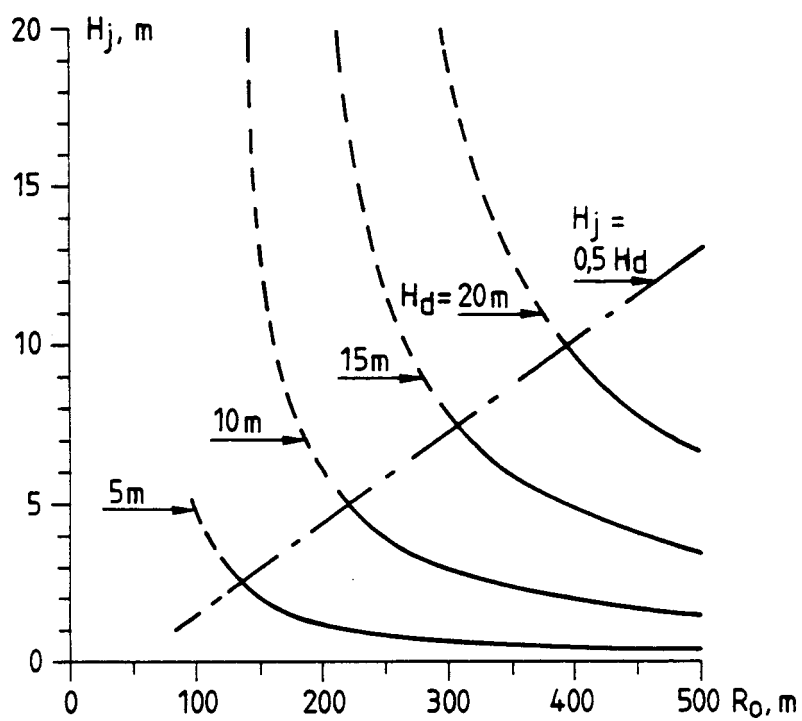
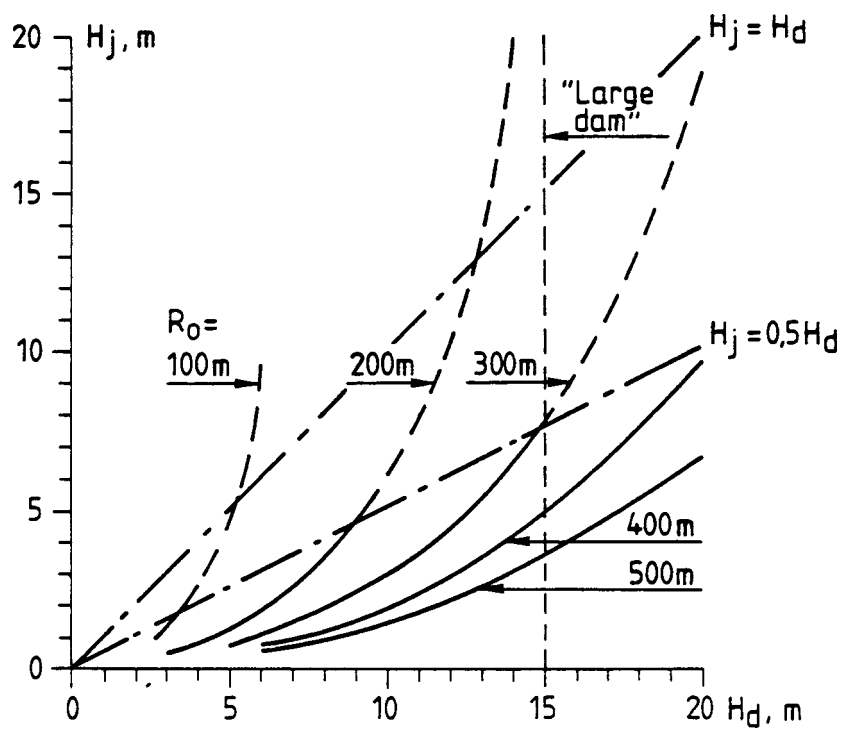
$a_l = 3$: Dæmningsanlæg, luftside

Fastlæggelsen er sket på basis af ref. /A1/.

A3.1 Bassintype I

Da det er antaget, at voluminet af den bortgravede jord anvendes som dæmningsfyld, jvf. ligning (A6), vil dybden af den bortgravede jord afhænge entydigt af den valgte dæmningshøjde, H_d , og største radius, R_o .

I figur A5 er den således fundne dybde af bortgravet jord vist som funktion af H_d og R_o henholdsvis.



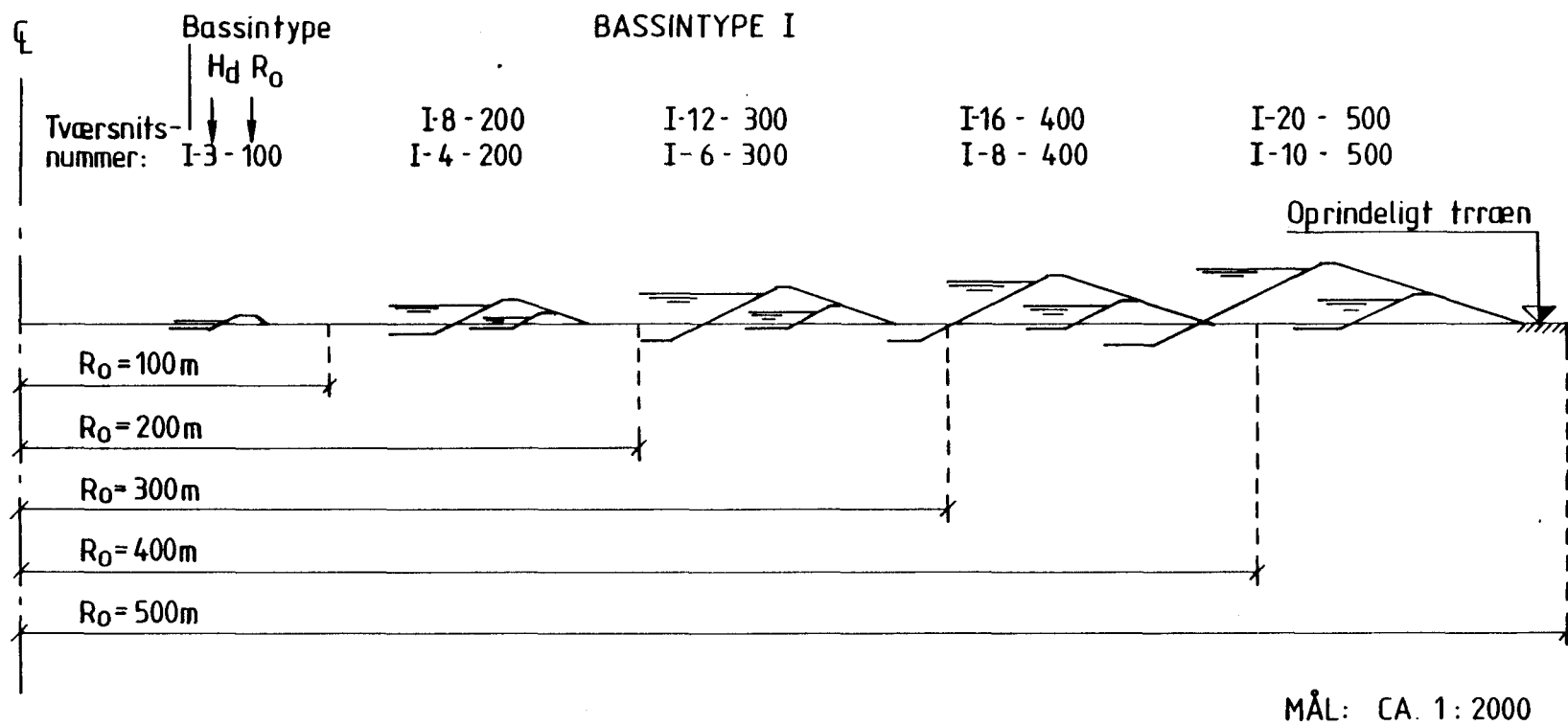
Figur A5 - Dybde af bortgravet jord i afhængighed af dæmningshøjde, H_d , og største radius, R_0 . Bassintype I.

I figur A5 (øverst) er for H_d større end 15 m anført "Large Dam", dvs. "Stor Dæmning". Hermed menes, at iflg. den Internationale Organisation for Store Dæmninger, ICOLD, defineres en stor dæmning som en dæmning, der er højere end 15 m. Alle dæmninger i verden større end 15 m bliver registreret af ICOLD. I Danmark findes der kun store dæmninger på Færøerne og Grønland.

Af figur A5 ses, at udgravningsdybden stiger voldsomt for små R_0 og store H_d . En udgravningsdybde større end dæmningshøjden synes ikke rimelig; en passende øvre grænse for udgravningsdybden vil være den halve dæmningshøjde. Denne øvre grænse er vist på figurerne.

I figur A6 er vist en serie udvalgte bassin- og dæmningstværsnit, hvor H_j overalt er mindre end $0,5 H_d$. De enkelte tværsnit er givet et nummer, f.eks. I-6-300, hvor I står for bassintypen, 6 for dæmningshøjden H_d i m og 300 for største radius R_0 (til skel) ligeledes i m.

Figur A6 - Udvalgte bassin- og dæmningstværsnit, bassintype I.

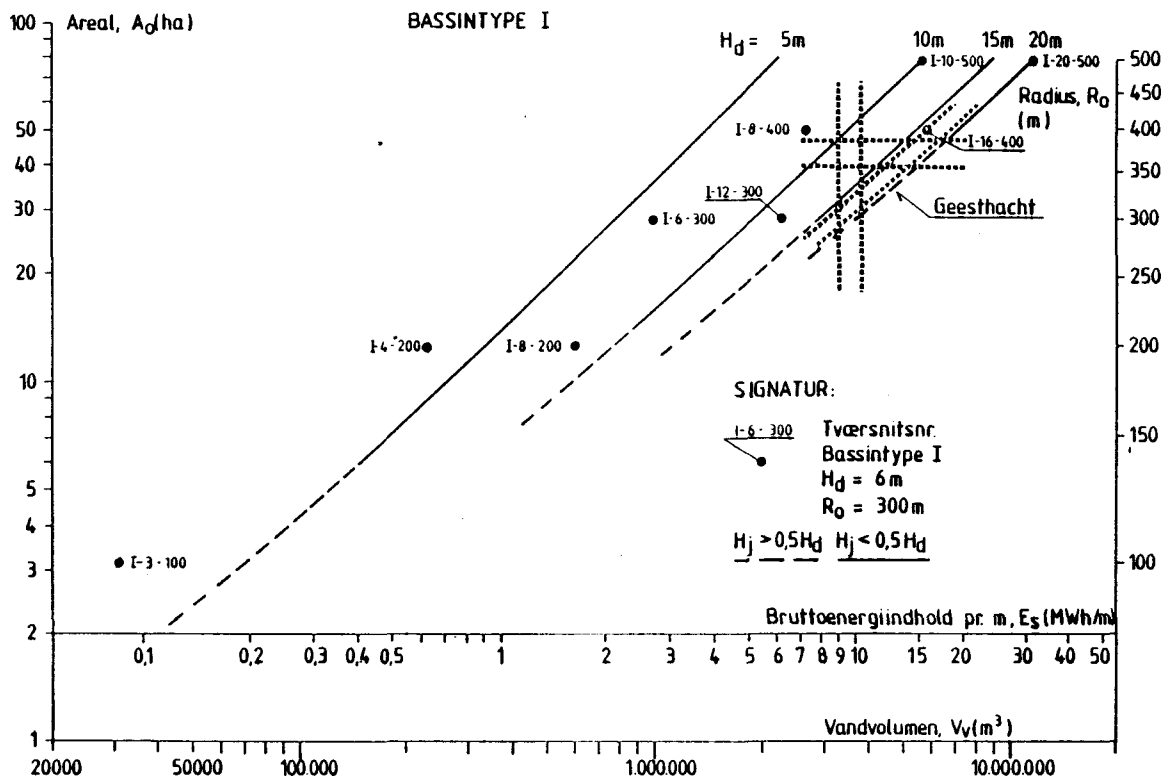


I tabel A1 er for de udvalgte tværsnit givet en række nøgletal for højder, voluminer, arealer m.m. Det specifikke bruttoenergiindhold ses at række fra ca. 0,1 MWh/m til ca. 32 MWh/m, mens arealbehovet går fra ca. 3 ha til ca. 80 ha.

I figurerne A7, A8 og A9 er de forskellige sammenhænge vist grafisk. Placeringen af de udvalgte tværsnit er vist på alle tre figurer.

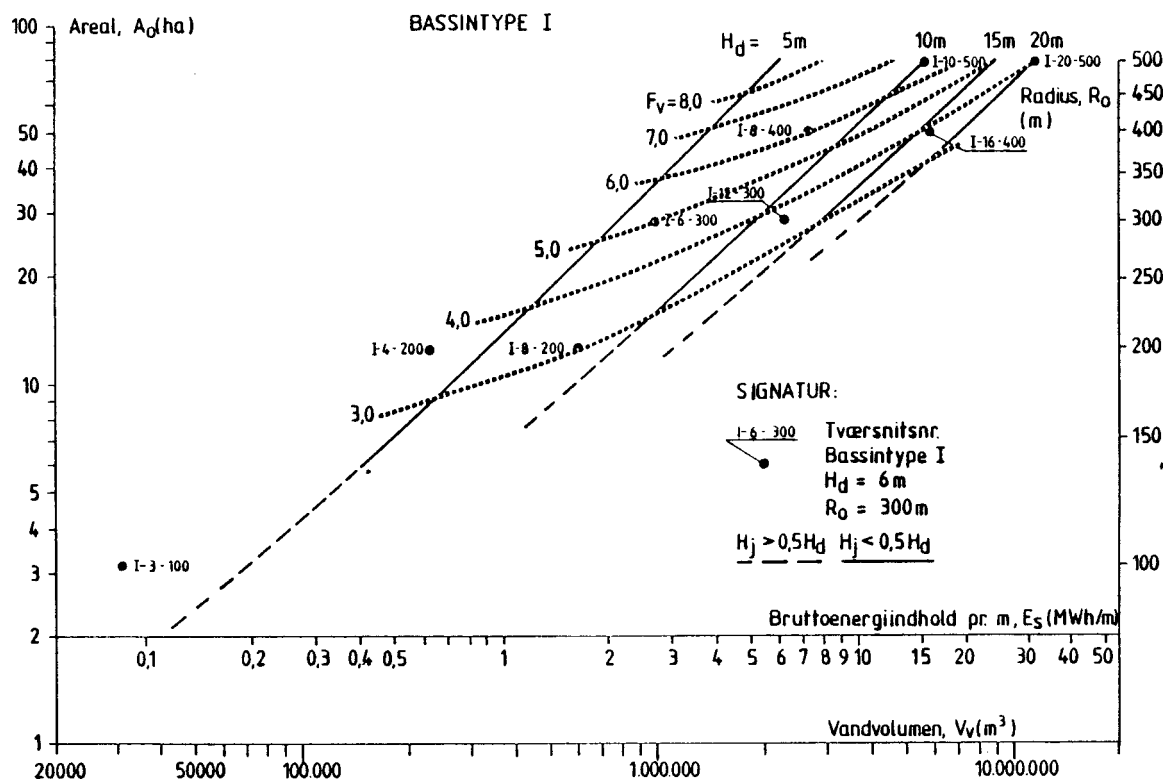
Tabel A1 - Nøgletal for udvalgte bassin- og dæmningstværsnit. Bassintype I.

Tværsnitsnr. Type H _d - R _o (m) (m)	H _j (m)	H _t (m)	V _v (mio. m ³)	V _d (mio. m ³)	A _v (ha)	A _o (ha)	E _s (MWh/m)	$F_A = \frac{A_v}{A_o}$ (%)	$F_V = \frac{V_v}{V_d}$
I - 3 - 100	1,36	-0,18	0,031	0,017	1,3	3,1	0,085	42	1,8
I - 4 - 200	0,81	0,60	0,23	0,064	8,2	12,6	0,63	65	3,6
I - 8 - 200	3,40	1,30	0,60	0,20	6,4	12,6	1,64	51	3,0
I - 6 - 300	1,02	1,49	1,00	0,20	20,1	28,2	2,76	71	5,1
I- 12 - 300	4,46	2,77	2,31	0,65	16,0	28,2	6,31	56	3,6
I - 8 - 400	1,25	2,38	2,70	0,45	37,3	50,3	7,37	74	6,0
I- 16 - 400	5,56	4,22	5,85	1,51	29,9	50,3	16,0	60	3,9
I- 10 - 500	1,48	3,26	5,68	0,85	59,9	78,5	15,5	76	6,7
I- 20 - 500	6,67	5,67	11,9	2,92	48,1	78,5	32,4	61	4,1



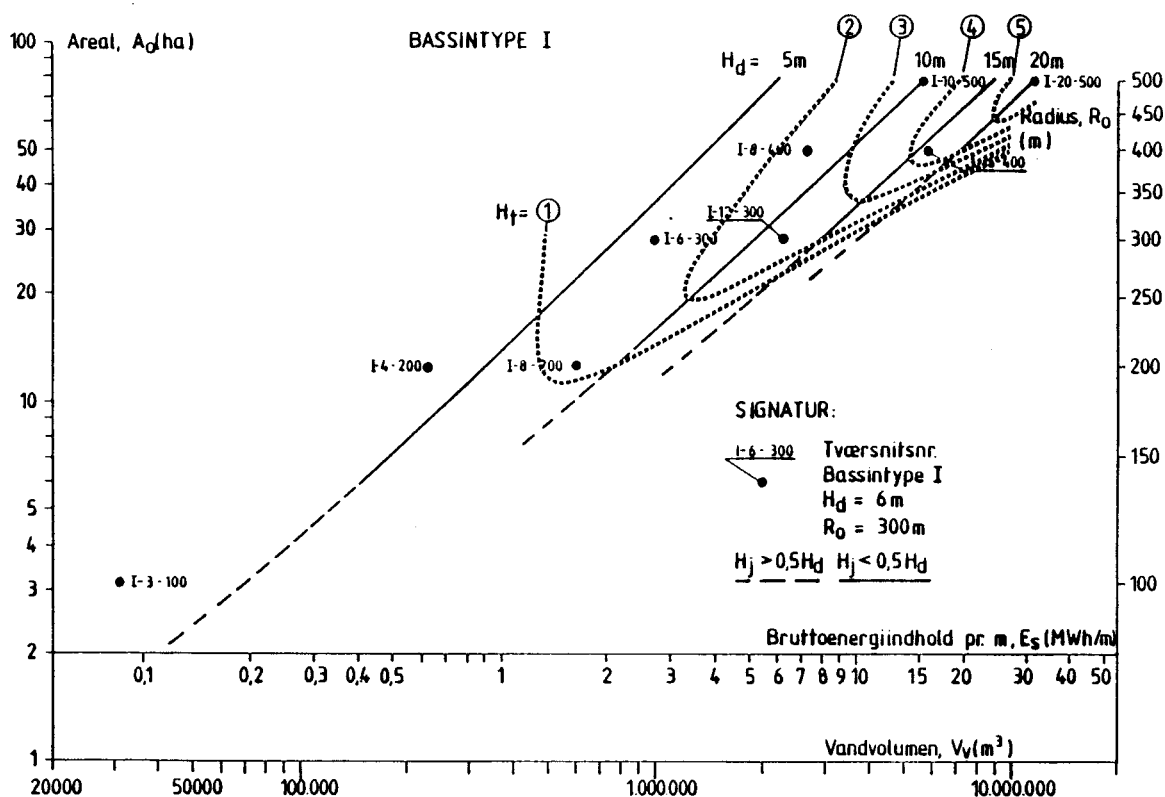
Figur A7 - Bruttoenergiindhold, arealbehov og dæmningshøjder.
Bassintype I.

I figur A7 er den omtrentlige placering af Geesthacht-pumpekraftværkets bassin vist, jvf. ref. /A1/. Placeringen er ikke helt entydig, da Geesthacht-bassinet ikke er cirkulært, ligesom dæmningsanlæggene er relativt store. Geesthacht-bassinet dækker derfor et ret stort areal i forhold til bruttoenergiindholdet.



Figur A8 - Volumenforholdet F_v (Nytte/kost-forholdet). Bassintype I.

I figur A8 er nytte/kost-forholdet F_v vist, dvs. forholdet mellem vand- og dæmningsvolumen. Af figuren ses, at for et givet bruttoenergiindhold fås større F_v med større arealbehov og mindre dæmningshøjde. Da det større arealbehov vil øge udgiften (kosten) er det ikke muligt på grundlag af denne figur alene at udpege den optimale bassinudformning. Imidlertid spiller også andre forhold en rolle, hvilket kan ses af figur A9.



Figur A9 - Middelvanddybde H_t i forhold til oprindeligt terræn.
Bassintype I.

I figur A9 er middelvanddybden H_t i forhold til oprindeligt terræn vist. Under lavlandsforhold - som i Danmark - vil koteforskellen H_k mellem oprindeligt terræn og havniveau være relativ lille. Det er derfor under sådanne forhold væsentligt at H_t bliver størst mulig for herved at bidrage til den samlede faldhøjde.

A3.2 Dæmningstype II

Dæmningstype II antages som nævnt opført udelukkende af tilkøbt materiale. Der eksisterer derfor ingen bindinger med hensyn til udgravningsdybden, H_j , da denne altid er lig med nul.

For fastholdt grundareal eksisterer der imidlertid en anden begrænsning, idet vandvoluminet ikke er en konstant voksende funktion i afhængighed af dæmningshøjden. I figur A10 er vist 4 dæmningsgeometrier alle med $R_0 = 200$ m. Sammenhængen mellem dæmningshøjde og vandvolumen er således:

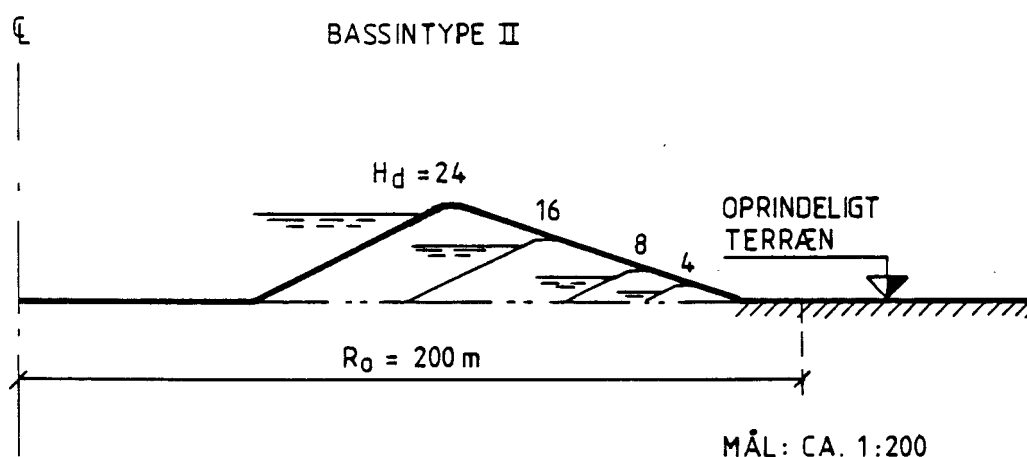
$$H_d = 4 \text{ m}, V_v = 165.000 \text{ m}^3$$

$$H_d = 8 \text{ m}, V_v = 402.000 \text{ m}^3$$

$$H_d = 16 \text{ m}, V_v = 572.000 \text{ m}^3$$

$$H_d = 24 \text{ m}, V_v = 465.000 \text{ m}^3$$

Eksemplet viser, at en dæmningshøjde på 24 m giver mindre vandvolumen end en dæmningshøjde på 16 m. Der fås altså et maksimalt vandvolumen for en endelig dæmningshøjde.



Figur A10 - Bassin- og dæmningstværsnit, bassintype II. Eksempler med $R_0 = 200$ m.

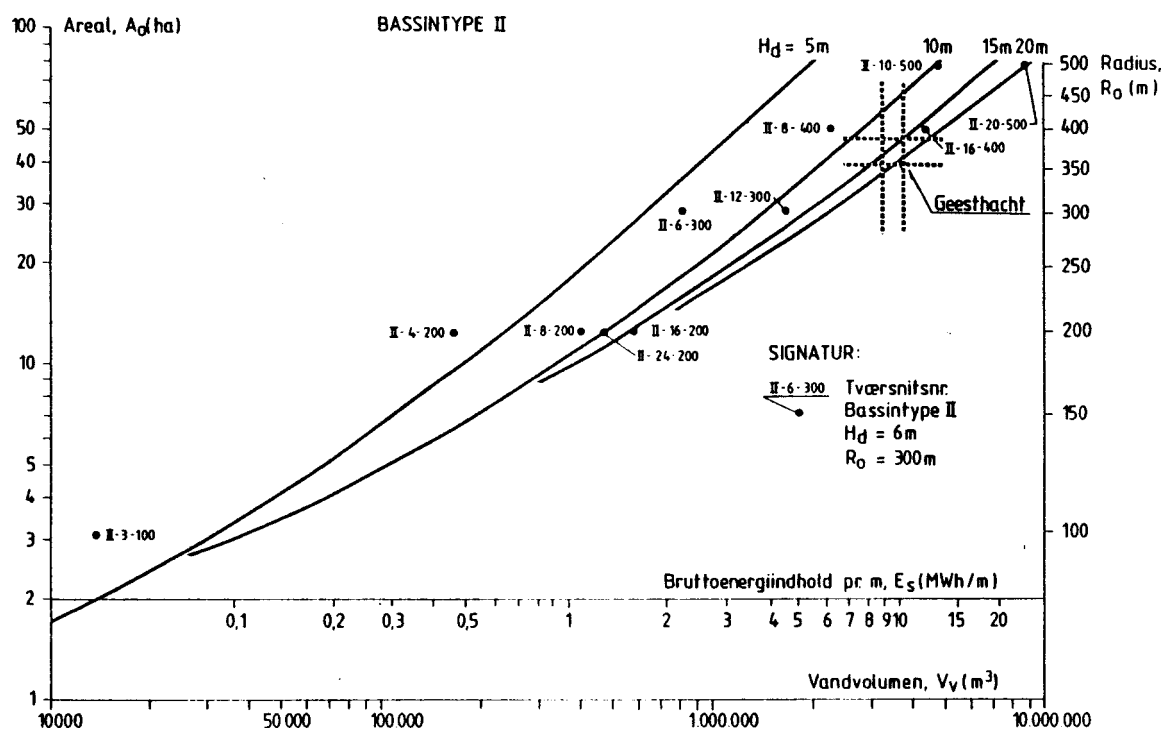
I tabel A2 er for udvalgte tværsnit givet en række nøgletal for højder, voluminer, arealer m.m. Dæmningshøjder og største radius (til skel) er de samme som anvendt for bassintype I, jvf. tabel A1. Det specifikke bruttoenergiindhold ses at række fra ca. 0,04 MWh/m til ca. 24 MWh/m, dvs. bassintype II giver et mindre specifikt bruttoenergiindhold end bassintype I for samme dæmningshøjde og største radius (til skel).

Bruttoenergiindholdet, E_b , afhænger foruden af det specifikke bruttoenergiindhold, E_s , også af H_k og H_t , jvf. ligning A15. Da H_t for bassintype II er større end for bassintype I kan bruttoenergiindholdet også blive større for førstnævnte bassintype. Dette vil dog kun blive tilfældet for moderate størrelser af H_k , dvs. for bassiner placeret relativ tæt ved havniveauet.

I figurerne A11 og A12 er sammenhængene vist grafisk. Placeringen af de udvalgte tværsnit er vist på begge figurer.

Tabel A1 - Nøgletal for udvalgte bassin- og dæmningstværsnit. Bassintype II.

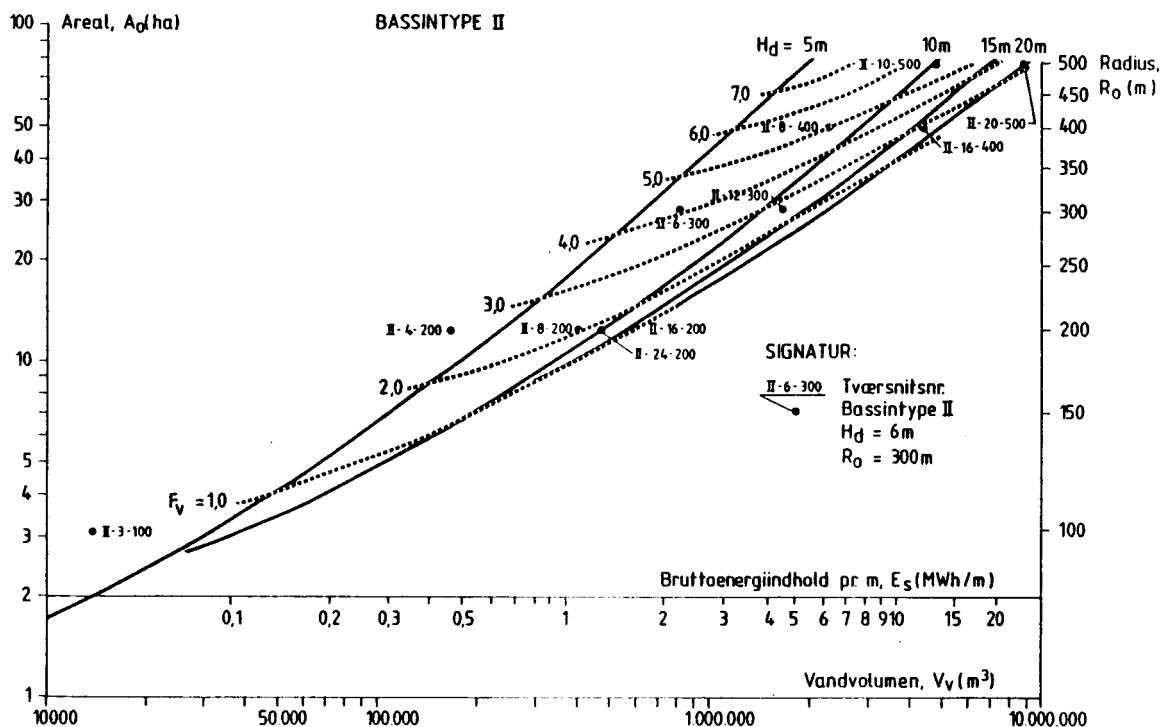
Tværsnitsnr. Type $H_d - R_o$ (m) (m)	H_t (m)	V_v (mio. m ³)	V_d (mio. m ³)	A_v (ha)	A_o (ha)	E_s (MWh/m)	$F_A = \frac{A_v}{A_o}$ (%)	$F_V = \frac{V_v}{V_d}$
II - 3 - 100	0,50	0,014	0,017	1,4	3,1	0,037	44	0,79
II - 4 - 200	1,00	0,17	0,064	8,2	12,6	0,45	65	2,6
II - 8 - 200	3,00	0,40	0,20	6,7	12,6	1,10	53	2,0
II - 6 - 300	2,00	0,81	0,20	20,3	28,3	2,21	72	4,1
II- 12 - 300	5,00	1,66	0,65	16,6	28,3	4,54	59	2,6
II - 8 - 400	3,00	2,26	0,45	37,6	50,3	6,17	75	5,0
II- 16 - 400	7,00	4,34	1,51	31,0	50,3	11,8	62	2,9
II- 10 - 500	4,00	4,82	0,85	60,3	78,5	13,2	77	5,7
II- 20 - 500	9,00	8,95	2,92	49,8	78,5	24,4	63	3,1



Figur A11 - Bruttoenergiindhold, arealbehov og dæmningshøjder.
Bassintype II

I figur A11 er den omtrentlige placering af Geesthacht-pumpekraftværkets bassin vist. Sammenholdes figur A11 med figur A7 ses, at den bedste overensstemmelse opnås i figur A11. Geesthacht-bassinet er imidlertid hovedsageligt opbygget som et type I bassin. Afvigelserne i figur A7 skyldes, at Geesthacht-bassinet ikke har den idealiserede udformning anvendt her, f.eks. er bassinet ikke helt cirkulært ligesom dæmningshøjden varierer pga. det oprindelige terræns hældning.

Det maksimale vandvolumen for fastholdt radius fås på kurveskarens højre indhyldningskurve. I området til højre herfor er bassintværsnit fysisk umulige. På figuren er vist det tidligere behandlede eksempel med $R_0 = 200$ m. Man ser, at vandvoluminet for $H_d = 24$ m er som for $H_d = 10$ m.



Figur A12 - Volumenforholdet F_v (Nytte/kost-forholdet). Bassintype II.

I figur A12 er nytte/kost-forholdet F_v vist, dvs. forholdet mellem vand- og dæmningsvolumen. Tendensen er som for bassintype I: For givet bruttoenergiindhold fås større F_v med større arealbehov og mindre dæmningshøjde.

Sammenlignes figur A8 med figur A12 ses, at bassintype I som ventet giver større F_v end bassintype II.

A3.3 Sammenfatning

På grundlag af de i dette afsnit opstillede bassin- og dæmningsgeometrier er det muligt at få en overordnet viden om de mulige sammenhænge mellem arealbehov, energiindhold m.m.

I forbindelse med viden om aktuelle lokaliteters areal- og koteforhold kan de opstillede relationer anvendes til overslagsmæssige vurderinger af lagringspotentialiet.

Omvendt kan man med udgangspunkt i krav til f.eks. et ønsket energiindhold få viden om de hertil nødvendige arealer og dæmningshøjder.

A4 ANLÆGSUDGIFTER

Et højtliggende bassin fyldt med flere millioner kubikmeter havvand udgør en risiko for omgivelserne. Der skal derfor til et sådant bygværk stilles strenge krav til projektering, udførelse tilsyn m.m. Dette vil naturligvis også påvirke anlægsudgiften.

De følgende enhedspriser er derfor for visse arbejder sat højere end de tilsvarende enhedspriser for mere sædvanlige arbejder.

Prisniveauet er medio 1987.

De anførte enhedspriser er excl. udgifter til projektering, tilsyn, byggepladsindretning m.m. og moms.

På grundlag af enhedspriserne samt bassin- og dæmningsgeometrierne er basisanlægsudgifterne fundet. Disse udgifter er tillagt 50% til dækning af byggepladsindretning, vinterforanstaltninger, m.m. samt projektering, tilsyn og uforudsete udgifter. I det følgende præsenteres disse udgifter som de totale anlægsudgifter excl. moms.

Det skal bemærkes, at de således fundne anlægsudgifter er skøn, som kun bør benyttes til planlægning, dvs. primært sammenligning af alternative muligheder.

A4.1 Enhedspriser

Anlægsudgifterne afhænger primært af

- det totale bassinareal (A_0)
- det vanddækkede areal (A_v)
- det ikke-vanddækkede areal ($A_0 - A_v$)
- dæmningsvolumen (V_d) og bassintype (I og II)

I det følgende er der taget udgangspunkt i disse afhængigheder.

Udgifter afhængige af grundarealet A_0

Jordprisen sættes til 2 gange kontantvurderingen, som for god landbrugsjord i det østlige Jylland er ca. 20.000 kr. pr. ha, dvs. jordkøb: 40.000 kr. pr. ha.

Det antages, at der skal købes og nedrives ca. 20 m² bygninger pr. ha til en pris af 4000 kr. pr. m², dvs. 80.000 kr. pr. ha.

Fældning af træer, krat m.m., rydning af veje, pladser m.m. samt muldafrømning sættes til 10 kr/m², dvs. 100.000 kr. pr. ha.

Enhedspris, A_0 : 220.000 kr. pr. ha.

Udgifter afhængige af det vanddækkede areal, A_v

Både af hensyn til sikkerhed og miljø er det nødvendigt med et meget tæt bassin. Det forudsættes derfor, at bassinbund og dæmningsvandside gives en vandtæt dækning. Nærmere undersøgelser må afklare den optimale udformning af en sådan tætning. En mulig løsning kan være: 10-30 cm gruslag, 6-8 cm grusasfaltbeton samt 1-2 cm overfladelag: 120 kr/m² eller

Enhedspris, A_v : 1.200.000 kr. pr. ha.

Muligvis kan der opnås en tilfredsstillende tætning ved hjælp af beton eller membraner af ler eller plast. Herved vil enhedsprisen måske kunne reduceres. Til gengæld vil totalsikkerheden antageligt være mindre.

Udgifter afhængige af det ikke-vanddækkede areal, $A_0 - A_v$

På den ikke-vanddækkede del af dæmningen samt omkring dæmningen udlægges muld og der sås græs suppleret med beplantning. Om hele dæmningen lægges en omfangsvej af simpel type ligesom det samlede areal indhegnes. Pris ca. 40 kr/m² eller:

Enhedspris, $A_0 - A_v$: 400.000 kr/ha.

Udgifter afhængige af dæmningsvoluminet, V_d

Udgiften til jordarbejdet vil afhænge meget af bassintypen.

For bassintype I antages al dæmningsfyld afgravet fra bassinbunden. Afgravning samt indbygning under skærpede krav udgør for middelsvær jord med flytteafstand 100-500 m: 35 kr/m³. Hertil kommer udgifter til omfangsdræn m.m., dvs:

Enhedspris, V_d , type I: 40 kr/m³.

For bassintype II antages dæmningsfylden leveret fra en lokalitet ca. 10 km fra bassinlokaliteten. Levering, kørsel samt indbygning under skærpede krav udgør ca. 95 kr/m³, dvs. incl. omfangsdræn m.m. fås:

Enhedspris, V_d , type II: 100 kr/m³.

A4.2 Totale anlægsudgifter

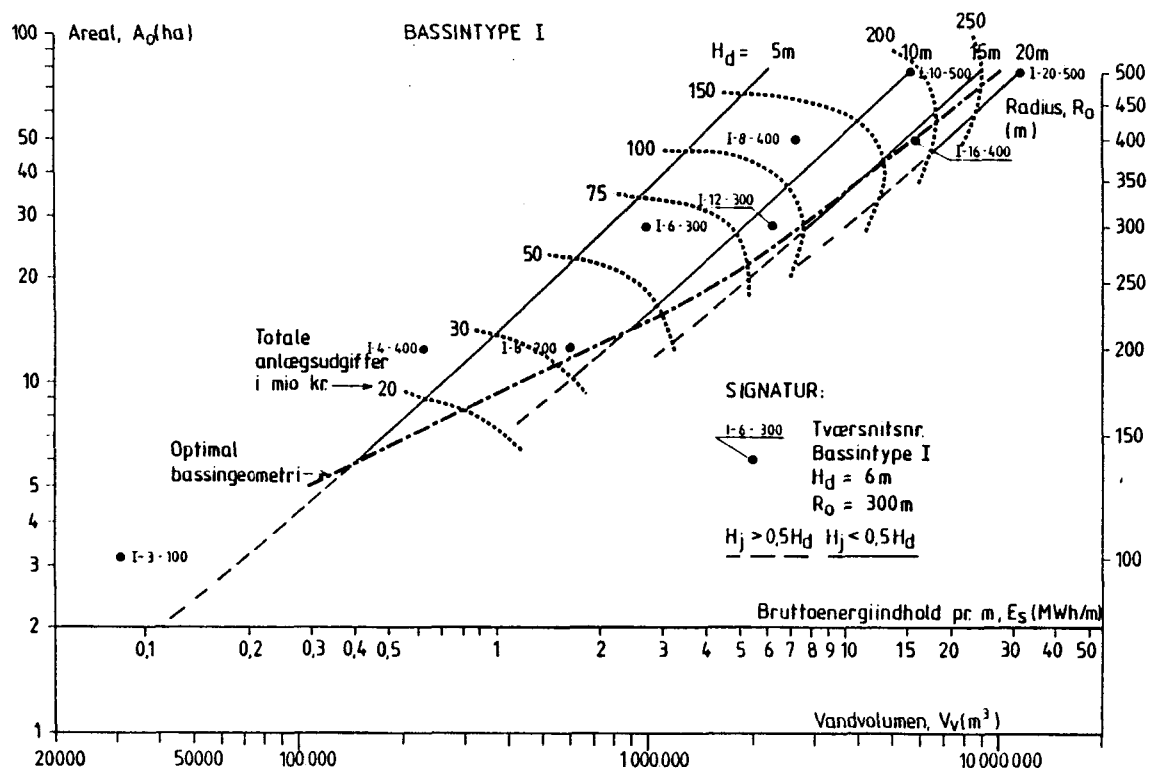
I tabel A3 er de totale anlægsudgifter, U, anført for de tidligere betragtede bassintværsnit. Endvidere er anført anlægsudgiften pr. specifikt bruttoenergiindhold, U/E_s .

Tabel A3 - Totale anlægsudgifter excl. moms, mio. kr.

Tværsnit		Bassintype			
H_d (m)	R_o (m)	I		II	
		U_I	U_I/E_s	U_{II}	U_{II}/E_s
3	100	5,5	65	7,2	194
4	200	25,3	40	31,3	69
8	200	31,3	19	49,6	45
6	300	62,4	23	80,5	36
12	300	84,5	13	144,0	32
8	400	119,0	16	159,0	26
16	400	173,0	11	310,0	26
10	500	196,0	13	273,0	21
20	500	306,0	9	571,0	23

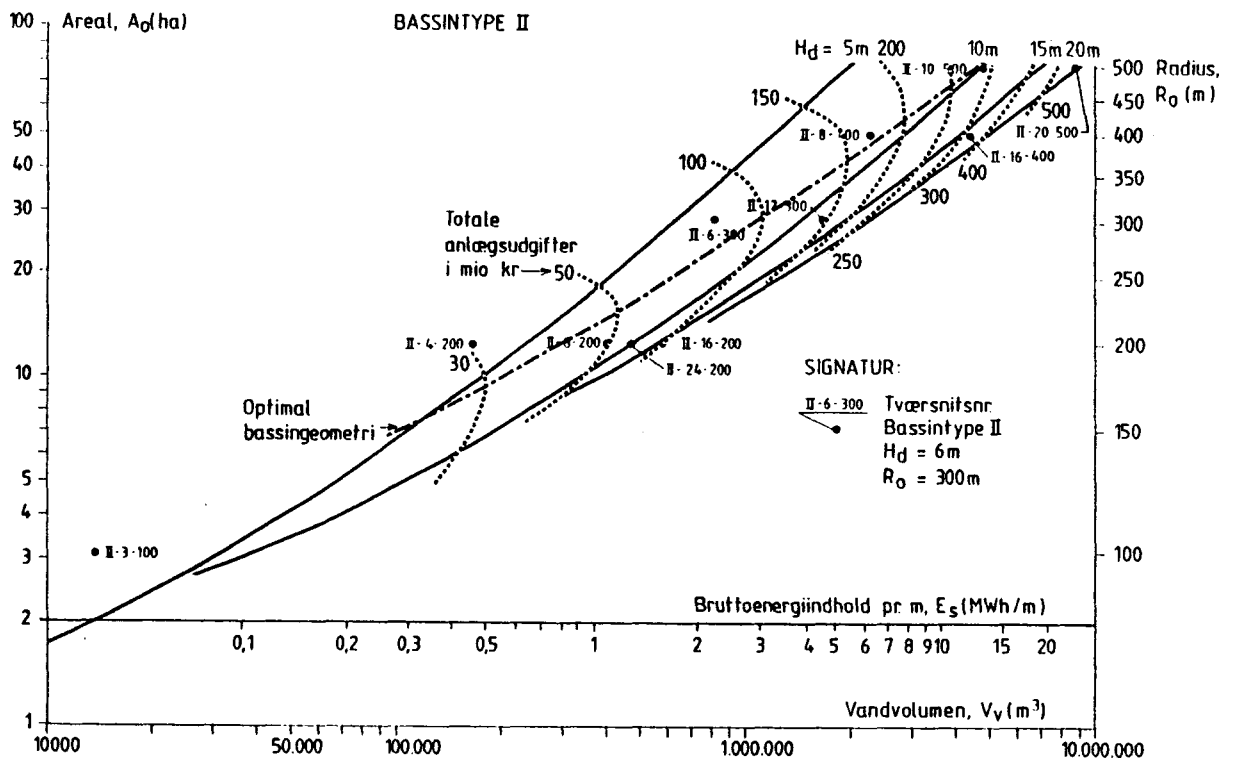
Af tabel A3 ses, at bassintype II som ventet er væsentlig dyrere end bassintype I for samme specifikt bruttoenergiindhold. Endvidere ses, at anlægsudgiften pr. specifikt bruttoenergiindhold aftager for voksende bassinstørrelse.

I figur A13 og A14 er de totale anlægsudgifter vist grafisk.



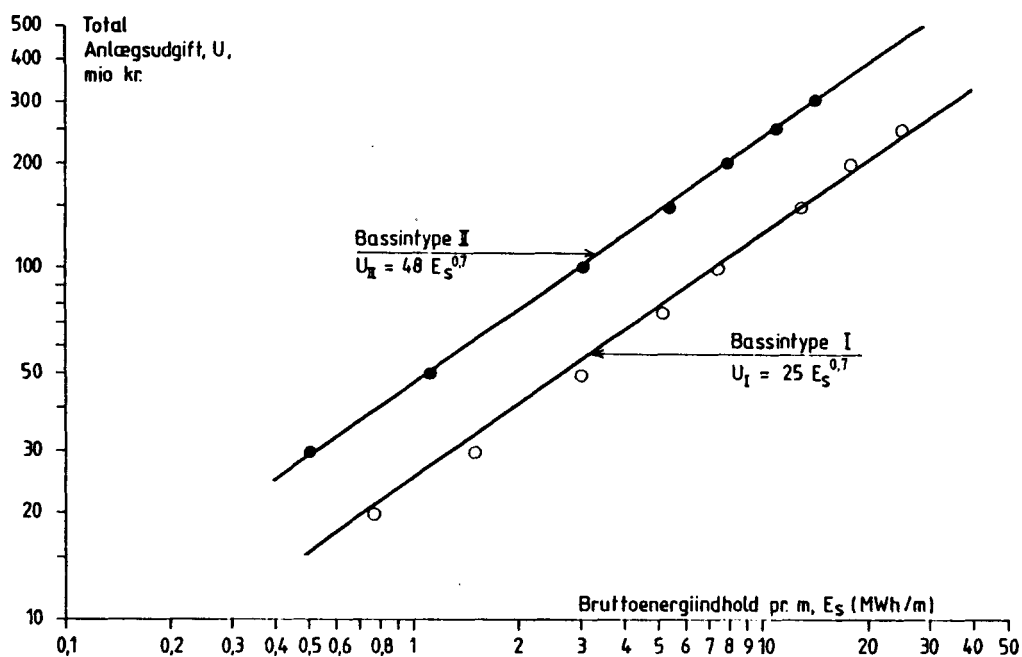
Figur A13 - Totale anlægsudgifter excl. moms, bassintype I.

Den økonomisk optimale bassingeometri fås langs den kurve, som forbin-
der de lodrette tangenter til "udgiftskurverne". For energiindhold
mindre end ca. 5-10 MWh/m ligger denne kurve imidlertid i det område,
hvor udgravningsdybden er større end den halve dæmningshøjde, jvf.
afsnit A2.2. Store udgravningsdybder er ikke ønskelige, da dette bl.a.
medfører små middelvanddybder i forhold til oprindeligt terræn, jvf.
figur A9. Det er derfor valgt at definere den optimale basingeometri
for energiindhold mindre end ca. 5-10 MWh/m, som den bassingeometri,
hvor udgravningsdybden er det halve af dæmningshøjden. I figur A13 er
kurven for den således definerede optimale bassingeometri vist.



Figur A14 - Totale anlægsudgifter excl. moms bassintype II.

For bassintype II kan den optimale bassinggeometri fastlægges alene på grundlag af "udgiftskurverne", jvf. figur A14.



Figur A15 - Totale anlægsudgifter excl. moms for optimale bassingeometrier.

I figur A15 er de totale anlægsudgifter for de optimale bassingeometrier vist i afhængighed af det specifikke bruttoenergiindhold. For de to bassintyper fås følgende simple sammenhænge (E_s i MWh/m, U i mio. kr.):

$$\text{Bassintype I : } U_I = 25 E_s^{0.7} \quad (\text{A19})$$

$$\text{Bassintype II: } U_{II} = 48 E_s^{0.7} \quad (\text{A20})$$

For et givet energiindhold ses bassintype II at være ca. dobbelt så dyr som bassintype I. Sættes anlægsudgiften i relation til energiindholdet fås:

$$\text{Bassintype I : } U_I/E_s = 25 E_s^{-0,3} \quad (\text{A21})$$

$$\text{Bassintype II: } U_{II}/E_s = 48 E_s^{-0,3} \quad (\text{A22})$$

For begge bassintyper fås altså samme relative reduktion i anlægsudgiften pr. energiindhold ved samme relative stigning i energiindholdet. En stigning på 100% af det specifikke bruttoenergiindhold giver således kun en stigning i anlægsudgiften på 62%.

A4.3 Sammenfatning

I dette afsnit er anlægsudgiften fundet for de to bassintyper I og II. Det er vist, at bassintype II er ca. dobbelt så dyr som bassintype I forudsat energiindholdet er det samme.

For begge bassintyper fås reduktion i anlægsudgiften pr. energiindhold for voksende energiindhold.

I praksis må der forventes afvigelser fra de her anførte udgifter. Anlægges bassinet i en naturlig lagning kan udgiften blive mindre, mens afvigelser fra den cirkulære dæmningsudformning kan øge udgiften i forhold til det her fundne.

A5

REFERENCER

/A1/ "Talsperren, Wasserkraft und Pumpspeicherwerke in der
Bundesrepublik Deutschland", Verlag von Wilhelm Ernst & Sohn,
Berlin/München, 1967.

TOTALE ANLÆGSUDGIFTER,
PUMPEKRAFTVÆRKER (PHS) OG
TRYKLUFTKRAFTVÆRKER (CAES)

Indholdsfortegnelse:

	Side
B1 Indledning	B1
B2 Sammenfatning	B2
B3 Originale prisoplysninger	B4
B4 Vurdering af priser	B9
B5 Referencer	B22

Bilag: Korrespondance med turbinefabrikanter.

B1 INDLEDNING

Der findes i dag ca. 250 pumpekraftværker (PHS) i verden, mens der kun findes et enkelt trykluftkraftværk (CAES).

Til trods for det store antal pumpekraftværker har det været vanskeligt at fremskaffe pålidelige data om disse værkers anlægsudgifter. Noget tyder på, at de forskellige værkejdere kun har begrænset tradition for at offentliggøre anlægsudgifter. Flere af de fremskaffede data er planlægningspriser. For trykluftkraftværker er udelukkende fremskaffet planlægningspriser.

Data om anlægsudgifter m.m. er fundet dels via litteratursøgning dels ved direkte henvendelse til en række leverandørfirmaer.

Litteratursøgningen er foregået dels på DtB dels som online søgning i forskellige databaser.

Der har været rettet henvendelse til 10 producenter af turbiner og pumper. Kun en enkelt producent, Sulzer Escher Wyss, har været i stand til at give prisoplysninger, jvf. bilag.

I afsnit B3 er de originale prisoplysninger resumeret uden bearbejdning.

I afsnit B4 er de originale prisoplysninger i afsnit B3 kommenteret og bearbejdet. På basis heraf er der opstillet anlægspriser, som anses for realistiske for danske forhold i 1988.

Afsnit B2 er en sammenfatning, mens afsnit B5 er referencer.

SAMMENFATNING

På grundlag af de i litteraturen fundne anlægsudgifter er følgende enhedspriser skønnet (alle priser i dette afsnit svarer til medio 1988 excl. moms):

Pumpekraftværk : 6000 kr/kW $\pm$ 1000 kr/kW

Trykluftkraftværk: 4500 kr/kW $\pm$ 1500 kr/kW

Et trykluftkraftværk ses altså at være ca. 25% billigere end et pumpekraftværk. For trykluftkraftværker er den anførte enhedspris imidlertid udelukkende baseret på planlægningspriser, som sandsynligvis er optimistiske.

Andre økonomivurderinger af et 250 MW pumpekraftværk har ført til følgende skøn for enhedsprisen:

På basis af turbine/pumpe-udgiften:	8600 kr/kW
På basis af bassin-udgiften :	2900-5500 kr/kW
Alternativ beregning :	5900 kr/kW

Der ses altså at være en betydelig usikkerhed på enhedsprisen. Følgende skøn anses for det bedste:

Enhedspris, pumpekraftværker: $u_{tot} = 30.000 P^{-0.3} \pm 20\%$.

u_{tot} er enhedsprisen i kr/kW og P effekten i MW. På grundlag af dette udtryk kan omstående enhedsudgifter og totale anlægsudgifter findes:

Pumpekraftværker, prisniveau medio 1988 excl. moms

Effekt; MW	Enhedsudgift, kr/kW	Totaludgift, mio kr
62,5	8700	540 ± 110
125	7000	880 ± 180
250	5700	1.400 ± 280
500	4700	2.300 ± 460
1000	3800	3.800 ± 760
2000	3100	6.100 ± 1.200

B3

ORIGINALE PRISOPLYSNINGER

Tabel B1 - Ref. /B4/: Five PHS plants in USA

Installation	Yards Creek	Muddy Run	Ludding- ton	Northfield Mountain	Seneca
Capacity, MW	387	800	1,980	846	422
Year installed	1965	1967	1973	1972	1970
Head (m)	210	120	100	65	250
Costs (1000 dollars):					
Land and land rights	448	1,401	5,294	1,321	-
Structures and improvements	2,008	14,270	34,700	19,735	7,489
Reservoirs, dams, waterways	6,753	34,279	204,928	49,989	29,647
Equipment	6,475	30,666	59,537	46,002	13,191
Roads, bridges	215	998	3,398	4,825	-
Total	15,889	81,614	307,857	121,872	51,887
Cost in \$/kW	41	102	156	153	123

Note: Muddy Run. Storage volume: total: $75 \cdot 10^6 \text{ m}^3$, usable: $44 \cdot 10^6 \text{ m}^3$
 Energy storage, available: 11,800 MWh (14.75h storage).

Tabel B2 - Ref. /B5/: Cost, Selected Energy Storage Systems,
 1975 dollars

	\$/kW	\$/kWh	Total with 10h storage
PHS			
200-2000 MW	90-160	2-12	110-280
CAES			
200-1000 MW	100-210	4-30	140-510

M.11/2
5.2

Through our representatives Aage Christensen A/S

SULZER ESCHER WYSS

Headquarters:
Escher Wyss-Platz, Zürich

Postal address:
Sulzer-Escher Wyss Ltd
P.O. Box
CH-8023 Zurich

Telephone 01 246 22 11 (Operator)
Telegrams sulzerescheryyss zurich
Telex 822 900 11 sech
Telefax (3) 01 246 22 61

Cowiconsult
Consulting Engineers and Planners AS
45, Tekuikerbyen

DK-2830 Virum

Your reference	Your letter of	Our reference	Tel. direct dialling	Zurich
RW/sgn	1988.01.19	H-811/FFi/gg	01 246 2355	May 05, 88

Pumped Hydropower Storage in Denmark

Dear Sirs,

We confirm receipt of your letter and telefax. Based on your indications we have elaborated approximative dimensions and prices.

Technical data

Alternative 1

	Operating as	
	<u>Pump</u>	<u>Turbine</u>
Net head		60 m.c.w.
Manometric head	60.57	m.c.w.
Discharge	85.8	114 m ³ /s
Power	54.9	62.5 MW
Speed	125	125 min ⁻¹

Main dimensions (see sketch)

Runner diameter	D ₁	5500 mm
Distributor width	B ₀	900 mm
Spiral case inlet diameter	D _d	4700 mm
Spiral excentricity	e _e	6900 mm
Draft tube deepness	T	11000 mm

Elevation center runner related to the tailwater level approx. -4 m

SULZER ESCHER WYSS

Unsere Zeichen/Notre référence/Our reference

Datum/Date

Blatt/Feuille/Sheet

H-811/FFi/gg

May 05, 88

2

Empfänger/a/for

Cowiconsult, VirumAlternative 2

	Operating as	
	<u>Pump</u>	<u>Turbine</u>
Net head		60 m.c.w.
Manometric head	60.57	m.c.w.
Discharge	168	230 m ³ /s
Power	107	125 MW
Speed	90.91	90.91 min ⁻¹

Main dimensions (see sketch)

Runner diameter	D ₁	7700 mm
Distributor width	B ₀	1250 mm
Spiral case inlet diameter	D _d	6500 mm
Spiral excentricity	e _e	9500 mm
Draft tube deepness	T	15000 mm

Elevation center runner related to the tailwater level approx. -4 m

Approx. PricesAlternative 1a 1 unit 62.5 MW

Supply, transportation
and erection (excluding
unskilled labour) approx. SFr. 18.000.000.--

Alternative 1b 2 units each 62.5 MW

Supply, transportation
and erection (excluding
unskilled labour) approx. SFr. 32.000.000.--

Alternative 2 2 units each 125 MW

Supply, transportation
and erection (excluding
unskilled labour) approx. SFr. 50.000.000.--

Unsere Zeichen/Notre référence/Our reference

H-811/FFi/gg

Datum/Date

May 05, 88

Blatt/Feuille/Sheet

3

Empfänger/à/for

Cowiconsult, VirumRemarks

The prices are recommended prices without obligation and based on today's cost factors.

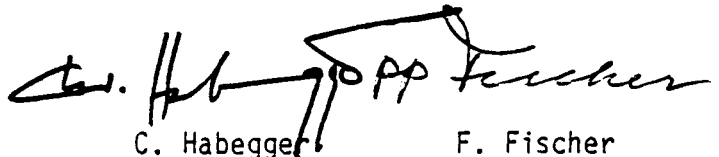
Corrosion protection and selection of the material is foreseen for an operation with pure sea water. In case of a more aggressive medium more resistant materials will have to be selected resulting in higher costs.

The manufacturing program of Sulzer-Escher Wyss comprises hydraulic machinery, shutoff vanes to the machines, shutoff devices for galleries as well as penstocks and distributor pipes.

As soon as we have more detailed information about the project we shall be in a position to give exact indications.

Please accept our apologies for answering so late. Awaiting your comments, we remain,

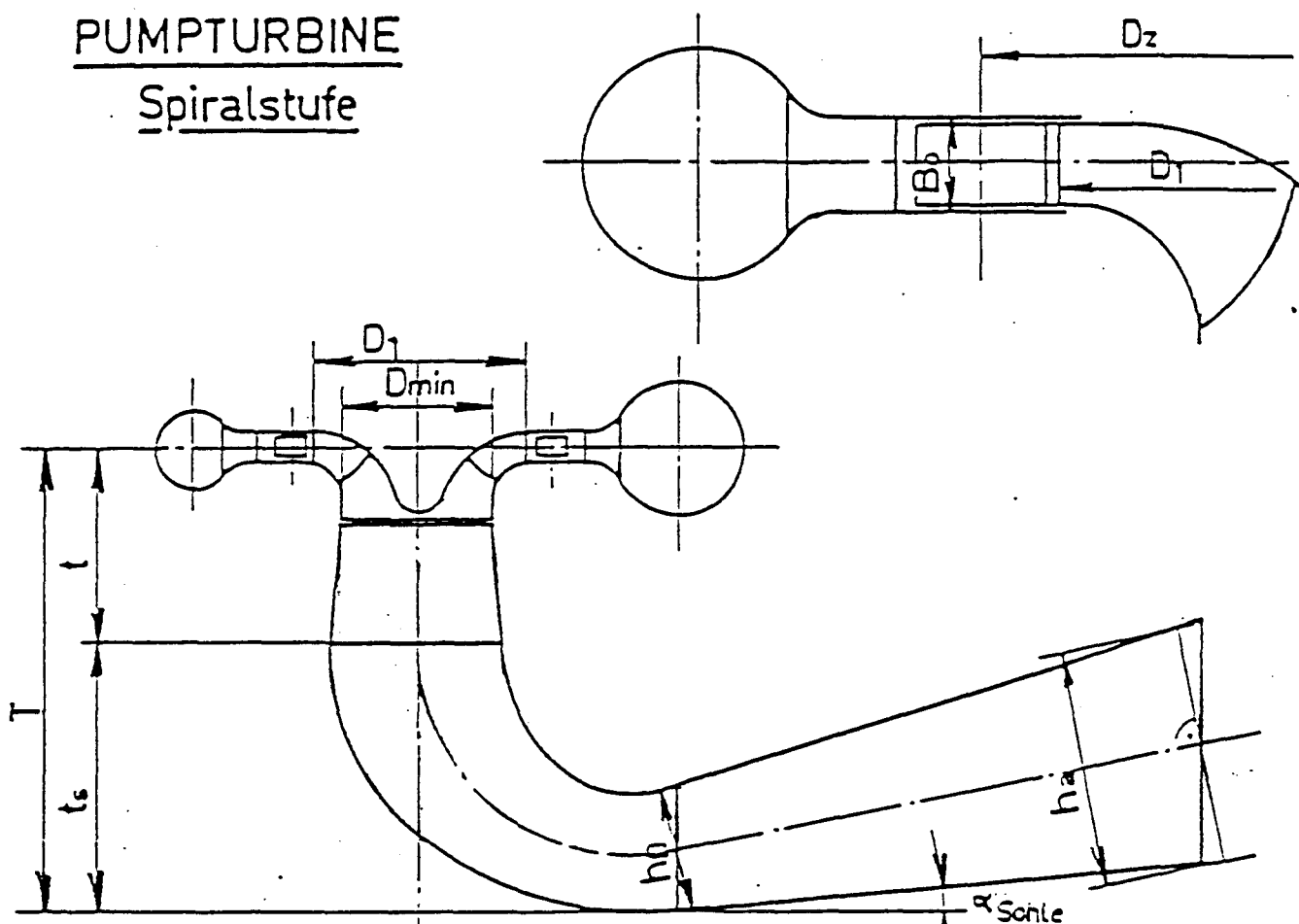
Very truly yours,

SULZER-ESCHER WYSS LTD
Hydraulics Department

C. Habegger F. Fischer

Annexes

- Sketch
- Documentation

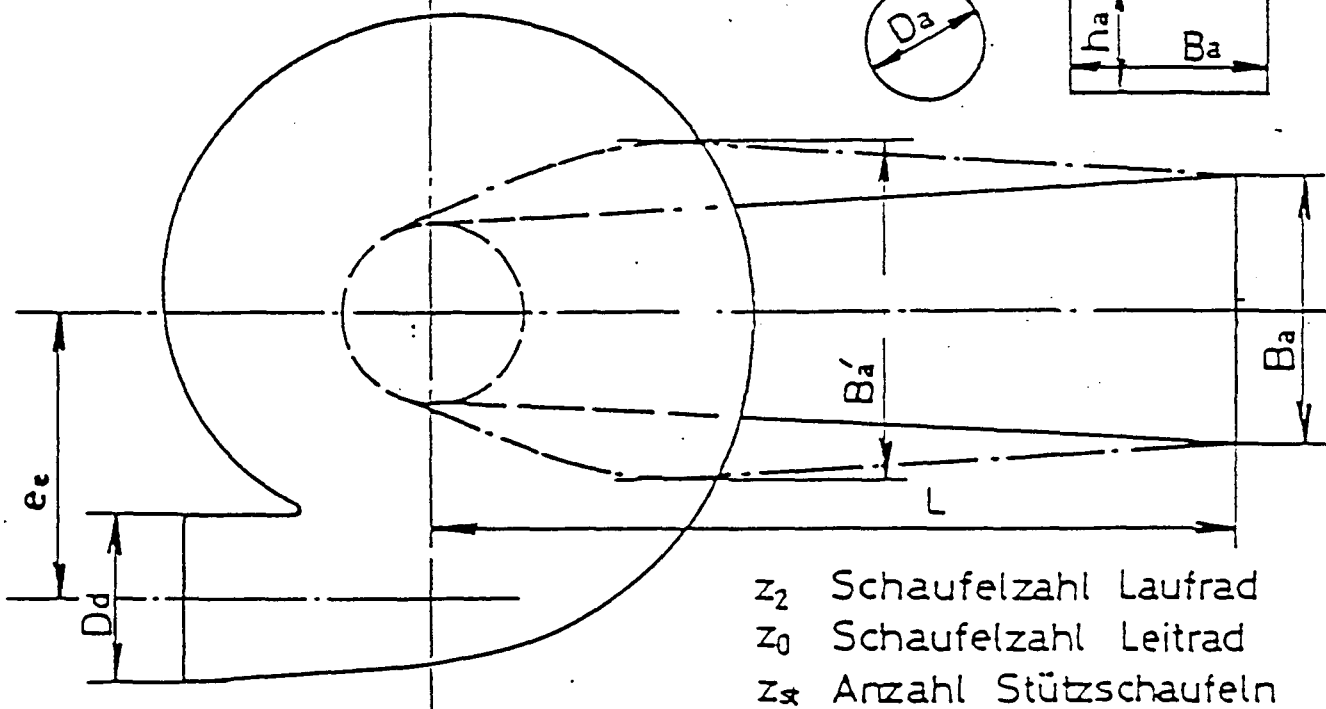
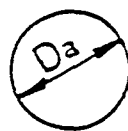
PUMPTURBINESpiralstufeSaugrohraustritt:

Kreisförmig

Rechteckig

$$A_a = \frac{\pi}{4} \cdot D_a^2$$

$$A_a = h_a \cdot B_a$$

 z_2 Schaufelzahl Laufrad z_0 Schaufelzahl Leitrad z_s Anzahl Stützschaufeln