

Økonomisk drift av kraftverk

***Avsluttende rapport fra
EFI-komiteen for økonomisk
drift av kraftverk.***

ÖKONOMISK DRIFT AV KRAFTVERK
Avsluttende rapport fra EFI-komiteen
for økonomisk drift av kraftverk.

EFI - TR. nr.: 1609

Sak nr.: 22U-10

Prosj. : 001304

Trondheim den 18.3.1974

FORORD

EFI-komiteen: "Ökonomisk drift av kraftverk" fremlegger herved sin sluttrapport. Den bygger på en rekke uttalelser og merknader i forbindelse med komiteens preliminaire rapport av 19.1.68 samt en rekke nye undersøkelser og synspunkter i forbindelse med kraftforsyningen som er fremkommet siden komiteen ble opprettet 22.1.65.

Komiteen har i det vesentlige arbeidet med driftsplanlegging og herunder følt seg bundet av de reelle ansvarsforhold innen kraftforsyningen der de enkelte kraftselskaper er ansvarlige for fastkraftleveransen til kraftavtagerne. Det er komiteens håp at norsk elforsyning kan få nytte av rapporten.

INNHALDSFORTEGNELSE

	side
FIGURFORTEGNELSE	7
LITTERATURLISTE	11
1 INNLEDNING	15
1.1 Komiteen og mandatet	15
1.2 Oversikt over datagrunnlaget	17
2 KRAFTMARKEDET	21
2.0 Oversikt	21
2.1 Terminologi vedr. ulike kraftkategorier	25
2.2 Fastkraftprognoser	28
2.3 Forbrukernes ulemper og omkostninger ved svikt i leveringen av fastkraft	31
2.4 Utveksling av tilfeldig kraft, organisasjon	35
2.5 Gjeldende regler for prisfastsettelse ved tilfeldig kraftutveksling	37
3 PROBLEMSTILLINGEN	41
3.0 Generelt	41
3.1 Valg av kriterium	42
3.2 Avgrensning av de økonomiske enhetene	45
4 PLANLEGGING AV DRIFT ETTER KONVENSJONELLE RETNINGSLINJER	49
4.0 Oversikt	49
4.1 Prognose over energitilgang fra egne kraftverk	49
4.2 Vurdering av nødvendig restmagasin ved utløpet av analyseperioden	51
4.3 Kraftbalansen som beslutningsgrunnlag	53

	side
5 PLANLEGGING AV DRIFT VED HJELP AV NYERE METODER . . .	57
5.0 Oversikt	57
5.1 Vannverdiberegninger	63
5.1.1 Vannverdiberegninger ved	
ett-systemmodellen	63
5.1.1.0 Oversikt	63
5.1.1.1 Introduksjon av begrepet	
vannverdi	66
5.1.1.2 Beregningsmetode	70
5.1.1.3 Beregninger ved hjelp av	
utvidet ett-systemmodell . . .	82
5.1.2 Vannverdiberegninger ved	
to-systemmodellen	83
5.1.3 Praktisk bruk av vannverdiberegninger .	92
5.2 Langsiktig fordeling av magasintapping	94
5.2.0 Oversikt	94
5.2.1 Hovedlogikk i aktuelt analyseopplegg . .	95
5.2.2 Diskusjon av forutsetninger	
og begreper	101
5.2.2.1 Driftskriterium	101
5.2.2.2 Stasjonsbeskrivelse	103
5.2.2.3 Relativ vannverdi φ	113
5.2.2.4 Løsning av optimaliserings-	
problem	119
5.3. Korttidsplanlegging	124
5.3.0 Oversikt	124
5.3.1 Praktisk eksempel	129
5.4 Diskusjon av noen sentrale forutsetninger . . .	135
5.4.1 Sammensetning av tilløpsserier	
for et system	135
5.4.2 Representasjon av snö- og	
grunnvannsmagasin	137
5.4.3 Omkostningene ved svikt i leveringen av	
fastkraft som parameter ved beregningene.	
(Vurdering av fastkraftpris/kvalitet/	
pris på rasjonert kraft)	145
6. KOMITEENS SLUTTBEMERKNINGER	151

FIGURFORTEGNELSE

- Fig. 2.1. Eksempel på preferansefunksjon for et elverk.
- Fig. 2.2. Kraftbalanse for et elverk.
- Fig. 2.3. Eksempel på oppstilling av forenklet varighetskurve for en uke.
- Fig. 2.4. Prisfunksjon for kraftbehovet i elområdet Östlandet - Agder i 1965 under tre alternative forutsetninger.
- Fig. 2.5. Preferansefunksjon anbefalt av tørrårskomiteen.
- Fig. 2.6. Oversikt over de enkelte elområder og regioner av Samkjøringen med eksisterende forbindelser mellom de ulike områdene og mellom Norge og utlandet.
- Fig. 4.1. Oversikt over beslutningsprosessen ved konvensjonell driftspraksis.
- Fig. 5.1. Driftsplanlegging. Vannkraftdominert system. Oversikt over problemstillingen på ulike nivå.
- Fig. 5.2. Oversikt over problemløsningen på vannverdinivå.
- Fig. 5.3. Utsnitt av preferansefunksjon.
- Fig. 5.4. Prinsipiell modell av det system som beskrivelsen av metoden knytter seg til (ett-systemmodell).
- Fig. 5.5. Eksempel på vannverdikurve og marginalprisvurdering av kraftmarkedet.
- Fig. 5.6. Vannverdi-magasin-tid-diagram.
- Fig. 5.7. Utsnitt av magasin-tid-diagrammet. Eksempel på vannverdiberegning.

- Fig. 5.8. Illustrasjon av alternativ prosedyre for beregning av vannverdi i innerste loop.
- Fig. 5.9. Beregningsgang ved korleksjon av vannverdimatrisen.
- Fig. 5.10. Utskifting av søyle i vannverdi-magasin-tid-matrisen for forbedring av forutsetningen m.h.t. vannverdiene i uke N, dvs. ved slutten av analyseperioden.
- Fig. 5.11. Aktuell logikk for beregning av vannverdier, ett-systemmodell.
- Fig. 5.12. To-systemmodell.
- Fig. 5.13. Eksempel på vannverdikurver beregnet ved hjelp av en to-systemmodell.
- Fig. 5.14. Eksempel på vannverdikurver beregnet ved hjelp av en to-systemmodell.
- Fig. 5.15. Aktuell logikk for beregning av vannverdier, to-systemmodell.
- Fig. 5.16. Rutinemessig bruk av vannverdiberegninger. Oversikt over rutinen som forutsettes gjennomført hver eller annenhver uke.
- Fig. 5.17. Beregning av relative vannverdier for langtids-magasin.
- Fig. 5.18. Tapningsfordeling. Stasjonsbeskrivelse.
- Fig. 5.19. Virkningsgrad - natureffekt momentanverdiforløp.

- Fig. 5.20. Virkningsgrad - natureffekt "langtidsforløp".
- Fig. 5.21. Stasjonsbeskrivelse, langtidsanalyse.
- Fig. 5.22. Langtidsbeskrivelse av stasjon med forventet uregulert tilløp q_{Δ} .
- Fig. 5.23. Langtidsbeskrivelse av 2 stasjoner med mellomliggende uregulert tilløp q_{Δ} .
- Fig. 5.24. Illustrasjon av flomrisikoberegning.
- Fig. 5.25. Illustrasjon av tomrisikoberegning.
- Fig. 5.26. Hovedlogikk for beregning av relative vannverdier for langtidsmagasin.
- Fig. 5.27. Tokkeverkene. Oversikt over magasin, vannveier og kraftstasjoner.
- Fig. 5.28. Eksempel på kjøreplan for Tokkeverkene.
- Fig. 5.29. Modell for kraftverksmagasin og nedslagsfelt.
- Fig. 5.30. Tilsigets utvikling fra en gitt starttilstand.
- Fig. 5.31. Eksempel på en fysisk basert tilsigsmodell.
- Fig. 5.32. Snösmeltingens tidsforløp.

LITTERATURLISTE.

- [1] Stortingsmelding nr. 19 (1966-67).
Om elektrisitetsforsyningen i Norge.
- [2] Vedlegg 1 til Stortingsmelding nr. 19 (1966-67).
Elektrisitetsforsyningen i Norge. Oversikt fra
Norges Vassdrags- og elektrisitetsvesen. Juli 1966.
- [3] Industridepartementet, Statens energiråd, Oslo 1969.
Utredning vedrørende Norges energiforsyning.
- [4] Industridepartemenet. Uttalelse om Energiforsyningen
i Norge fra Statens Energiråd, Oslo 13. juni 1969.
- [5] Stortingsmelding nr. 97 (1969-70).
Om energiforsyningen i Norge.
- [6] Fr. Prytz: Elektrisitetsverkenes leveringssikkerhet.
Målsetting. ETT nr. 30/1966, 25. november 1966.
- [7] Drift- och avrøkningsterminologi inom det
nordiska elkraftsamarbetet. NORDEL 1966.
- [8] A. Johannesen og J. Hegge: Undersökelse av en rekke
alternativ ved utbygging av Otravassdraget.
Del II. Utvikling av beregningsmetoder.
Tekniske beregninger.
EFI-TR 1352, 8.11.1966.
- [9] Aage Öyvann: Metoder for prognosering av elektrisk
energi- og effektbehov. EFI-TR 1365, 15.12.1966.
- [10] H.H. Faanes og Arne Johannesen:
Economic Scheduling of a Hydroelectric System.
CIGRE Report 1968.

- [11] S. Stage og Y. Larsson: Incremental Cost of Water Power. AIEE Trans. (Power Apparatus and Systems), August 1961, pg. 361.
- [12] J. Lindqvist: Driften av ett elektriskt produktionssystem - en flerstegs beslutsprocess. Elkraftsamarbete i Norden (bok). Kungl. Vattenfallsstyrelsen, Stockholm 1961.
- [13] J. Lindqvist: Operation of a Hydrothermal Electric System: A Multistage Decision Process. AIEE April 1962, pg. 1 - 7.
- [14] H.J.A. Kreyberg: Innføring i operasjonsanalytiske emner (resymé av forelesninger). Institutt for Sosialøkonomi ved NTH, mai 1965.
- [15] A. Vinjar, J. Tveit og K. Köber: Planlegging av elforsyningens produksjonsapparat. NVE, Elektrisitetsdirektoratet, Elektrisitetsavd., jan. 1967.
- [16] G. Lindström: KR 63. Kraftbalansprogram för SAAB D21. Skandinaviska Elverk, 15.12.1964.
- [17] V. Hveding: Driftssimulering av et kraftproduksjonssystem. ETT nr. 25 og 26/1967, 5.10. og 15.10.1967.
- [18] J. Sörensen: Vannverdi- og energibalanseberegninger for samkjöringsområder. Statskraftverkene, Salgsavdelingen, juli 1965.
- [19] E. Wessel: Simulation Technics for Power Balance Studies. Design and Operation of Hydro Power Systems. WPC Moskva 1968.

- [20] Rapport fra studiegruppen for tørrårssikring oppnevnt i mars 1967 av Landsforeningen for elektrokjemisk og elektrometallurgisk industri, Norges vassdrags- og elektrisitetsvesen, Norske elektrisitetsverkers forening, Samkjörings-selskapene, Studieselskapet for Norges vannkraft. Oslo, januar 1969.
- [21] IEEE Transactions on Automatic Control.
Dec. 1967, Vol. AC-12, No. 6, pg. 767-774:
A Survey of Dynamic Programming Computational Procedures.
- [22] J. Hegge, A. Johannesen, J. Skarholt: Driftsplanlegging. Eksempler på problemformuleringer og -løsninger. EFI-TR nr. 1671.
- [23] D. Smith: Prissystem for samkjöringskraft. ETT (Elektro) nr. 22, 16. desember 1971.
- [24] J. Sörensen: Ökonomisk drift av kraftverk. Generell oversikt. ETT (Elektro) nr. 23, 25. september 1969.
- [25] H. Nielsen: Langtidsplanlegging. Et eksempel på anvendelser. ETT (Elektro) nr. 23, 25. september 1969.
- [26] O. Egeland: Langtidsplanlegging av drift. Kriterier, modeller, beregningsmetoder. ETT (Elektro) nr. 23, 25. september 1969.
- [27] H.H. Faanes: Korttidsplanlegging av drift. ETT (Elektro) nr. 23, 25. september 1969.
- [28] A. Johannesen: Integrert planlegging. ETT (Elektro) nr. 23, 25. september 1969.
- [29] H.H. Faanes og A. Johannesen: Energihusholdning for en kraftverksgruppe. ETT (Elektro) nr. 7, 22.4.1971.

1 INNLEDNING

1.1 Komiteen og mandatet

I møte den 22. januar 1965 besluttet EFIs Styre å opprette en komité med mandat:

"Utrede hvordan man kan dra nytte av moderne regneteknikk og elektroniske regnemaskiner på området planlegging og drift av vannkraftverk. Det legges spesiell vekt på metoder for planlegging av driften med sikte på en optimal utnyttelse av magasinene på lang sikt. Komiteen får som første oppgave å definere den generelle målsetting, dvs. å fastlegge kriteriet for optimal drift".

Styret besluttet å anmode følgende organisasjoner og institusjoner om å oppnevne representanter i komiteen:

Nordenfjeldske kraftsamband (1 repr.)
Norges Tekniske Høgskole (1 repr.)
Norges Vassdrags- og Elektrisitetsvesen (2 repr.)
Norske Elektrisitetsverkers Forening (2 repr.)
Samkjøringen (2 repr.)
Elektrisitetsforsyningens Forskningsinstitutt (1 repr.)

NVE ble anmodet om å oppnevne komiteens formann.

Komiteen har hatt følgende sammensetning:

Overing. Jörgen Sørensen, Statskraftverkene, NVE (formann)
Overing. Sven Ambjørnrud, Elektrisitetsdirektoratet, NVE
(inntil 28.9.1965)
Overing. Olav Egeland, Kristiansand Elektrisitetsverk (NEVF)
Professor Are Hagemann, NTH
Siviling. Arne Johannesen, EFI
Siviling. Kjell Klette, Norsk Hydro (Samkjøringen)
(inntil 27.8.1965)

Overing. Olav Melby, Samkjöringen

Siviling. Ragnvald Sekse, Norsk Hydro (Samkjöringen)

(fra 28.9.1965)

Overing. Jon Tveit, Elektrisitetsdirektoratet, NVE

(fra 28.9.1965)

Siviling. Odd Wigum, Samkjöringen, region 3

(tidl. Nordenfjeldske Kraftsamband)

Overing. Johan Fr. Ziesler, Oslo Lysverker (NEVF)

Siviling. Jan Hegge, EFI, har vært komiteens sekretær.

I tillegg til komiteens medlemmer har overing. Sven Ambjörnruud og prof. Hans Faanes deltatt i arbeidet siden hhv. 31.1.1969 og 7.10.1968.

Professor Ragnar Heggstad, sivilingeniör Jan Mörch, direktör R. Pedersen og produksjonssjef Rolf Wiedswang har bidratt med verdifulle kommentarer.

Komiteens synspunkter når det gjelder et prinsipielt opplegg for planlegging av kraftverksdrift, ble lagt frem i en preliminær rapport, EFI - TR nr. 1410. Denne ble avsluttet av komiteen i et möte 19.1.1968.

Komiteens arbeide ble også lagt frem på et teknisk möte som ble arrangert i Trondheim i dagene 28.-29. mai 1969 med emne: "Ökonomisk drift av kraftverk". Dette mötet som samlet ca. 350 deltakere fra elforsyningen, ble arrangert av Norsk Elektroteknisk Forening og Norske Elektrisitetsverkers Forening i samarbeid med NTH, EFI og komiteen. En rekke av komiteens medlemmer deltok som foredragsholdere. Foredragene ble senere presentert i et spesialnummer av Elektroteknisk Tidsskrift hösten 1969. (ETT nr. 23, 1969).

1.2 Oversikt over datagrunnlaget

"Ökonomisk drift av kraftverk" vil spenne over fagområder innen ren naturvitenskap (hydrologi evt. meteorologi, statistikk) samt fagområder som tradisjonelt behandles innen elektro-, maskin- som bygningsteknikk. Hertil kommer nye fagområder i forbindelse med anvendelse av elektronisk databehandling.

Utviklingen av "ökonomisk drift av vannkraftverk" og behandling av det samlede system er av de mer kompliserte oppgaver elforsyningen står overfor.

For å løse oppgaven er det nødvendig å gruppere fagområder og problemer på hensiktsmessig måte:

HYDROLOGISKE FORHOLD

Dominerende ved drift av vannkraftverk er de hydrologiske forholdene. Kjennskap til de hydrologiske forhold er av grunnleggende betydning for et heldig driftsresultat. Dette viser seg bl.a. i kraftselskapenes økonomiske driftsresultater ved at disse er ömfintlige overfor hydrologiske og meteorologiske forhold.

Hydrologiske undersøkelser kan for Norges vedkommende föres tilbake til 1820-årene. Det ble satt i gang vannstandsmålinger i enkelte Östlandsvassdrag i spesielle öyemed. Frem til 1880-1890-årene var observasjonene ikke sammenhengende. En mer planmessig undersökelse av de hydrologiske forhold kom först i gang omkring århundreskiftet, da spørsmålet om vannkraftens utnyttelse ble aktuell.

Målingene kan hovedsakelig deles i avløpsmerker som registrerer vannstand i elv/bekk som senere omregnes til vannføring, samt magasinmerker som registrerer vannstand med sikte på beregning av magasinforandring.

Ifölge NVEs hydrologiske avdeling foretas det i dag målinger ved ca. 1100 vannmerker. Det samlede antall observasjonsår er ca. 28 000 år. Av disse observasjoner er ca. 25 000 år allerede delvis tilrettelagt for EDB-behandling hvorav ca. 7000 år var klar for bruk pr. juni 1971.

Ved siden av vannstandsmålinger foretas det regelmessig snø-målinger i enkelte av de større vassdrag med sikte på oppstilling av prognose for vårflommer.

Ved planlegging av vannhusholdning og drift av vannkraftverk er det derfor et omfattende hydrologisk materiale å bygge på hvis det satses på metoder som muliggjør en rasjonell utnyttelse av informasjonene. Tidligere har man ikke evnet å dra full nytte av materialet, da regnetekniske hjelpemidler ikke har vært for hånden i samme utstrekning som observasjonsmateriale.

PRODUKSJONSSYSTEMET

Ved dette forstås det samlede system for produksjon og distribusjon av elektrisk energi/effekt omfattende vannkraftverk, evt. andre typer kraftverk, samt fjernledninger og understasjoner. En tilfredsstillende oversikt over systemets tekniske og økonomiske egenskaper er en forutsetning for optimal drift. Man får primært bruk for magasinstyrrelser, tilløpets fordeling til magasin og kraftstasjoner, stasjonenes maksimale produksjonsevne, kapasiteter i overførings- og tappetunneler, data for kraftstasjonenes totalvirkningsgrad som funksjon av last, fjernledningenes overføringsevne og tapsforhold, samt spesielle opplysninger som f.eks. tappesvikt ved lave magasin vannstander, stabilitetsforhold i nett, m.v.

Selv om de fleste elverk har et noenlunde godt kjennskap til disse egenskaper og data, tør det være riktig å minne om at det er huller i våre kunnskaper:

Magasinstörrelser og nedslagsfelter kan være beregnet på grunnlag av dårlige kart. Systematiske undersøkelser av totaltapene (hydrauliske, mekaniske og elektriske tap) kan mangle.

Ved nyere anlegg der man ennå ikke har fått erfaringer ved kjøring under spesielle driftsforhold, kan det være begrensninger som vanskelig lar seg beregne.

En ökt aktivitet på disse felt skulle sannsynligvis alene bedre utbyttet.

KRAFTMARKEDET

Ved kraftmarkedet forstås data og forhold som tilsammen beskriver belastningssiden eller kraftbehovet, omfattende fordeling av det samlede behov på forskjellige kraftkategorier. Man vil senere detaljert gjennomgå dette. Samkjøringsorganisasjoner og kraftselskap har et betydelig statistisk materiale om disse forhold. Som for de hydrologiske data, har man ikke maktet å utnytte materialet fullt ut.

2 KRAFTMARKEDET

2.0 Oversikt

Ved planlegging av drift må vi bygge på prognoser og/eller avtaler vedr. fast og tilfeldig kraft og tilbud om suppleringskraft under ulike tilsigsforhold såvel i eget system som i det øvrige system. Det foreligger gjerne relativt sikre oppgaver over etterspørsel for fast og tilfeldig kraft innen elverkets eget område. Elverket har godt kjennskap til priser og begrensninger som eksisterer med hensyn til effekt og energi når det gjelder eventuell egen produksjon av varmekraft og den del av suppleringskraften som er kjøpt etter faste kontrakter.

Den tilfeldige kraftutvekslingen mellom de enkelte elverker er imidlertid ikke fullt så oversiktlig. Selv om kraftproduksjonen for Norge sett isolert ennå i lang tid vil være dominert av vannkraft, vil bl.a. utviklingen i de øvrige nordiske land raskt øke innflytelsen av kjernekraft og konvensjonell varmekraft også her i landet. Allerede ca. 1980 vil ca. 50 % av den samlede nordiske kraftproduksjon være varme- og kjernekraft som sammen med utbygging av nye mellomriks samkjøringsforbindelser vil bidra til å forandre markedsforholdene for elkraft hos oss. Ved denne del av vurderingen vil fremfor alt Samkjøringen av kraftverkene i Norge og Statskraftverkene komme sterkt inn i bildet. Det er grunn til å anta at vedtak om nye retningslinjer for samkjøring og tilfeldig kraftomsetning i forbindelse med disse organisasjoner raskt vil endre markedsvurderingen og legge grunnlaget for økt utnyttelse av det samlede produksjonsapparat og derved også for det enkelte produksjonsverk.

På grunn av den usikkerhet markedsvurderingen er beheftet med, må elverket foreta et valg over i hvilken grad og på hvilken måte det vil trekke inn fremtidige muligheter for tilfeldig kjøp og salg når strategien legges opp. Retningslinjene for hvordan

markedsvurderingen skal settes opp, vil derfor være avhengig av hvilken målsetting elverket legger til grunn for sine disposisjoner (om hovedvekten legges på den økonomiske eller den sikkerhetsmessige side etc.). Fig. 2.1 viser et eksempel på prisvurdering av kraftmarkedet for et elverk. Kurven til venstre for ordinataksen viser hvordan marginalprisen i öre/kWh (prisen for den siste kWh som leveres) avtar med ökende salg av tilfeldig kraft. Kurven til høyre for ordinataksen viser hvordan marginalprisen öker med ökende kjøp av suppleringskraft. Trinnene lengst til høyre viser marginalomkostningene i öre/kWh ved ulike grader av svikt i leveringen av fastkraft (rasjonering). (Vurderingen av rasjoneringsomkostningene er behandlet nærmere i avsnittene 2.4 og 5.1.8).

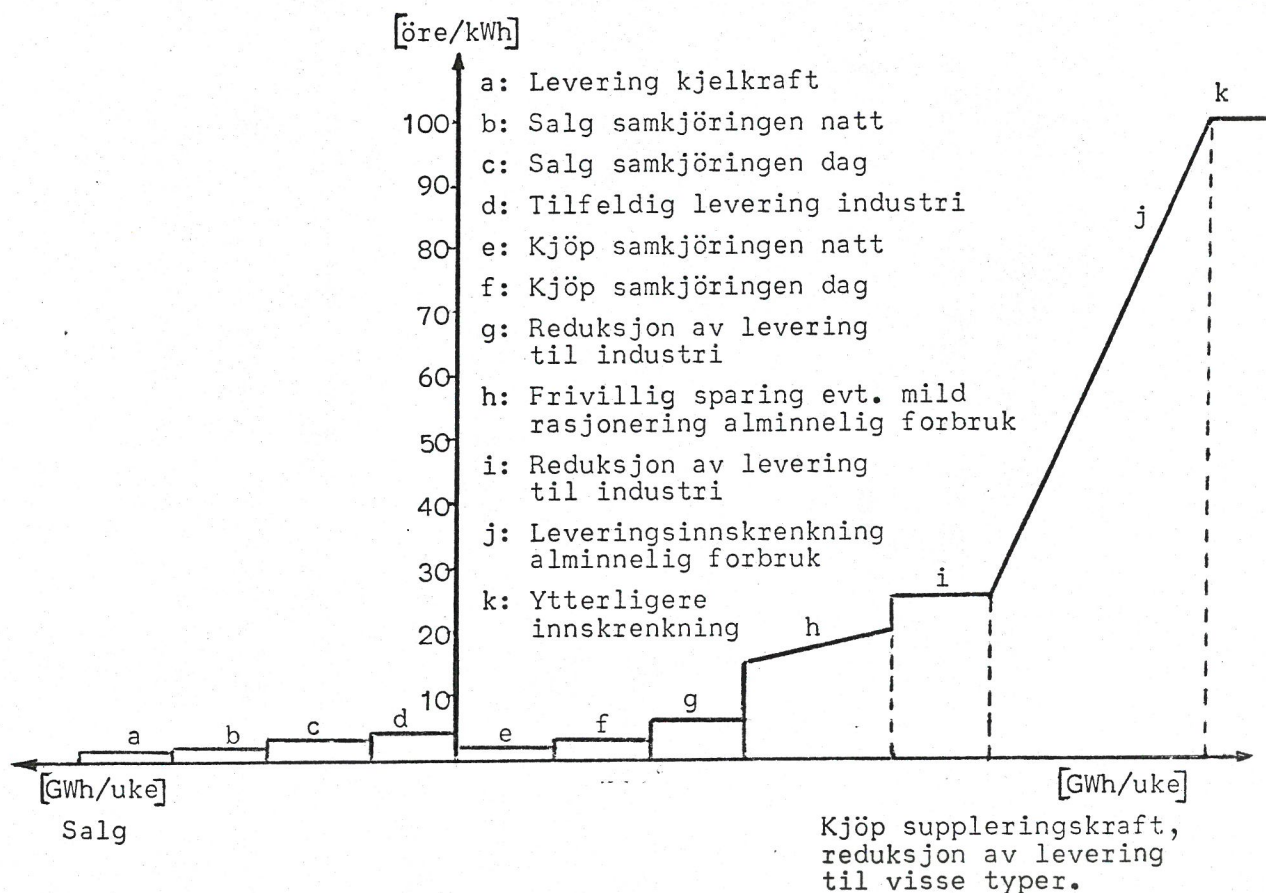


Fig. 2.1. Eksempel på preferansefunksjon for et elverk.

En slik priskurve må prinsipielt settes opp for hver eneste uke i ett til to år frem i tiden for hvert enkelt tilsigsalternativ. Markedsvurderingen bør taes opp til revisjon med jevne mellomrom, f.eks. hver uke eller hver 14. dag. Markedsvurderingen representerer en meget viktig del av datagrunnlaget. I avsnitt 5.1 kommer vi tilbake til dette.

Ved kjøp av suppleringskraft etter fastkraftkontrakt er det ved siden av en begrensning av effekten gjerne restriksjoner m.h.t. hvor mye energi som kan taes ut i de enkelte tidsrom. Statskraftverkene har i de senere årene stort sett opprettet fastkraftkontrakter etter to ulike tariffer ved levering til alminnelig forsyning. Den ene betegnes gjerne "årskraft" og har en effektavgift på 96.200 kr/MWår, energiavgiften er 9.7 kr/MWh på sommertid og 19.4 kr/MWh på vintertid. Uttaket av energi er begrenset til følgende brukstider:

16.10 - 15.4	3600 h
15.4 - 15.5	450 h
16.5 - 15.10	1950 h

Den andre tariffen omfatter uttak av "vinterkraft". Effektavgiften er her 78.650 kr/MWår. Energiavgiften er 19.4 kr/MWh med betalingsplikt for 4050 brukstimer. Uttaket av energi er normalt begrenset til 3600 brukstimer i tiden 16.10 - 15.4 og 450 brukstimer i tiden 15.4 - 15.5.

For statskraftkontrakter som er tegnet etter 1968, er det betalingsplikt for energien. De prisene som er nevnt ovenfor, gjelder fra 1. januar 1973. Det arbeides for tiden med en omlegging av avtaleverket vedr. statskraftkontrakter. Energi-begrensningen ved disse fastkraftkontrakter sammen med at spart energi ikke kan lagres for uttak i en senere periode medfører at marginalverdien av kontraktkraften ikke nødvendigvis er lik kontraktens energiavgift.

Med bakgrunn i importavtaler med Sverige og Danmark tilbyr NVE fra 1.7.1974 elektrisitetsverk med egenproduksjon å tegne abonnement på suppleringsenergi innen kontraktmessig fastsatt effektramme og utenom en nærmere fastsatt sperretid (sperrekraft). Kjøperen betaler en fast avgift på 55 kr/kW•år frem til det tidspunkt kabelforbindelsen med Danmark ventes i drift, våren 1976. Fra dette tidspunkt blir fastavgiften 65 kr/kW•år. Energiavgiften fastlegges på grunnlag av prisen for en nærmere spesifisert oljetype notert på Rotterdambørsen. NVE har rett til å sperre leveransen i toppplasttiden på følgende måte: 60 h/uke i november - februar, 20 h/uke i mars - april og september - oktober.

Fra 1.1.1975 er statskraftprisene til alminnelig forsyning som vist nedenfor:

Årskraft	:	effektavgift	80 kr/kW•år
		energiavgift, vinter, 1.10 - 30.4	3.06 öre/kWh
		sommer, 1.5 - 30.9	1.52 öre/kWh

Uttaket av energi er begrenset til en avtalt brukstid for hhv. vinter og sommer. Brukstiden kan velges lik eller mindre enn total tid. Det er betalingsplikt for avtalt effekt og 90 % av avtalt energikvantum.

Vinterkraft	:	effektavgift	70 kr/kW•år
		energiavgift, vinter 1.10 - 30.4	3.06 öre/kWh

Uttaket av energi er begrenset til vintertid og til en avtalt brukstid som kan velges lik eller mindre enn total tid. Det er betalingsplikt for avtalt effekt og energi.

Velges brukstiden 6000 h, fordelt med 4050 h på vinter og 1950 h på sommer, blir gjennomsnittsprisen for årskraften nær 3.9 öre/kWh.

2.1 Terminologi vedr. ulike kraftkategorier

Komiteen bygger på en ordliste utgitt av NORDEL i 1966:

"Drift- og avrøkningsterminologi inom det nordiska elkraft-samarbetet" [7]. Fastkraftetterspørselen vil inngå i beregningene som en prognose og/eller som en sum av de fastkraftkontrakter som er inngått. Dersom etterspørselen ikke kan dekkes på grunn av energisvikt eller effektmangel, betegner vi dette som rasjonering. De beregningsmetodene som det her legges opp til, forutsetter at vi direkte eller indirekte har prisvurdert omkostningene og ulempene ved en rasjonering. Beregningsmessig anser vi rasjonert energi som ekvivalent med en energimengde som er innkjøpt til en pris gitt av omkostningene ved rasjonering.

Når det gjelder skillet mellom begrepene kraft, effekt og energi, går komiteen inn for å bruke "kraft" der hvor det gjelder mere diffuse begreper som gjerne inneholder både effekt og energi. Derimot brukes konsekvent effekt eller last (belastning) der hvor det virkelig er tale om effekten, og energi der det dreier seg om fysikalsk energi.

Definisjonene og forklaringene på de neste to sidene er hentet fra "Drift- og avrøkningsterminologi inom det nordiska elkraft-samarbetet", utgitt av NORDEL i 1966.

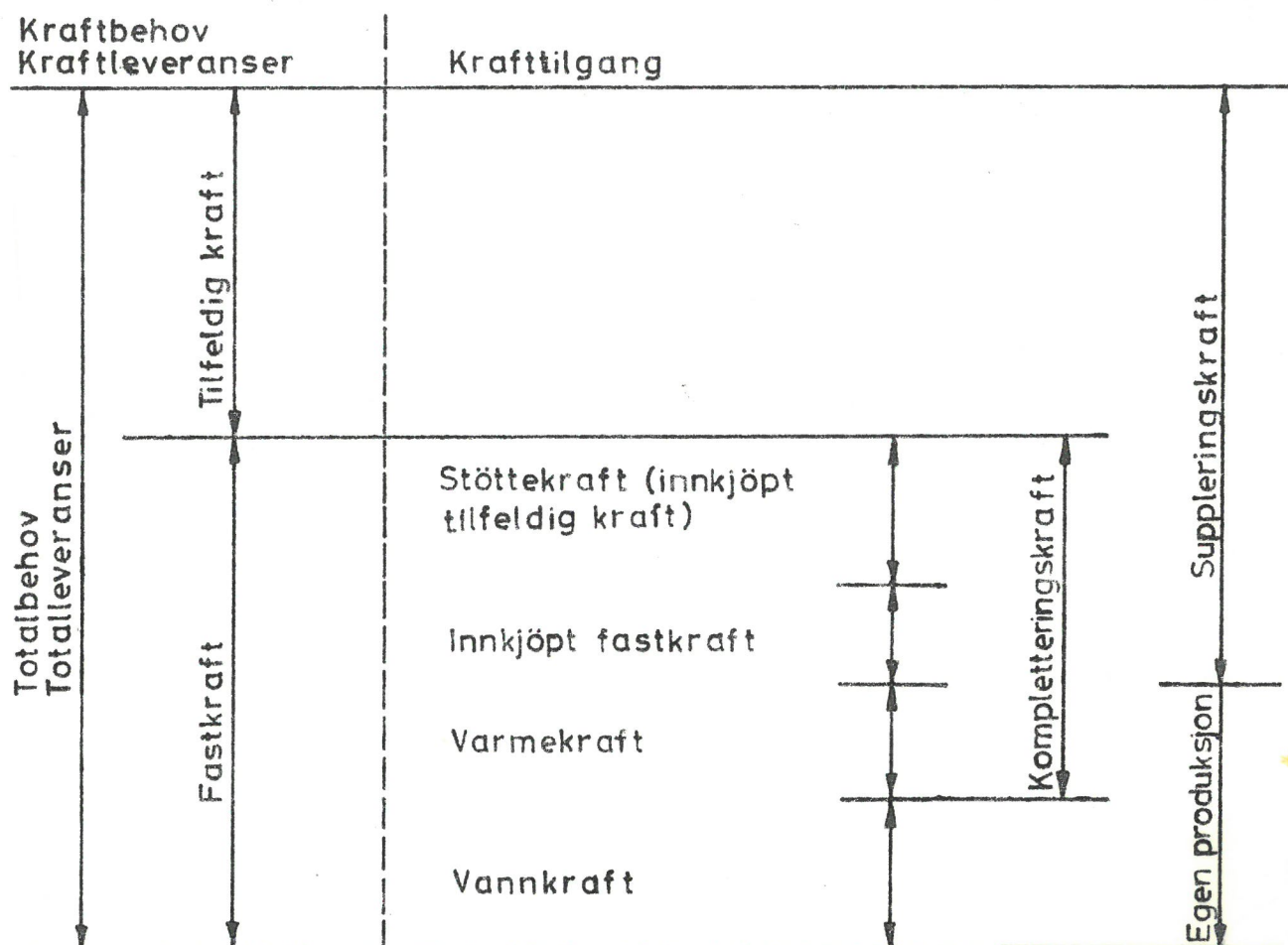


Fig. 2.2. Kraftbalanse for et elverk.

(092) fastkraft

Kraft som leveres etter en kontrakt som i alminnelighet gjelder for lengre tid. I kontrakten er det som oftest angitt hvor stor effekt og iblant også hvilken energimengde mottakeren har rett til å ta ut i løpet av en kalendermessig angitt tid. Jfr. 282, tilfeldig kraft.

(150) kompletteringskraft

Kraft for dekning av den del av et elverks egne behov og leveranser av fastkraft som i den aktuelle driftssituasjonen ikke kan dekkes av elverkets egen vannkraftproduksjon. Se fig. 2.2. Jfr. 273, støttekraft, og 275, suppleringskraft.

(273) stöttekraft

Kraft (tilfeldig kraft) for dekning av den del av et elverks egne behov og leveranser av fastkraft som i den aktuelle driftssituasjon ikke kan dekkes av elverkets egen produksjon og faste leveranser fra andre elverk. Jfr. 150, kompletteringskraft, og 275, suppleringskraft.

(275) suppleringskraft

Kraft for dekning av den del av et elverks egne behov og totale leveranser som ikke dekkes av elverkets egen produksjon. Jfr. 150, kompletteringskraft, og 273, stöttekraft.

(282) tilfeldig kraft

Kraft som leveres på vilkår som partene blir enige om fortlöpende. Utveksling av tilfeldig kraft kan vanligvis avbrytes med kort varsel av begge parter. For mottakerens del kan det dog i visse tilfelle foreligge en plikt til å ta imot en tilbudt levering. Jfr. 092, fastkraft.

2.2 Fastkraftprognoser

Utvikling og diskusjon av prognoser og prognoseringsmetoder ligger utenfor komiteens arbeidsområde. Kraftprognoser er imidlertid en vesentlig del av grunnlaget for drifts- og utbyggingsplanleggingen. I dette avsnittet vil drifts- og utbyggingsplanleggerens prognosebehov bli nærmere beskrevet.

Enhver prognose vil være beheftet med en viss usikkerhet. Ved siden av de forventede verdiene bør en derfor søke å finne prognosens følsomhet overfor endringer i forutsetningene samt hvilke avvik en kan vente å få.

Det kan være hensiktsmessig å inndelegge prognosene etter prognoseperiodens lengde, slik som vist i tabellen på neste side. Kravene til nøyaktighet og detaljert representasjon av de enkelte variable öker etter som prognoseperiodens lengde avtar.

Ved langtidsplanlegging av driften etter opplegget som beskrives i denne rapporten, er tidsinndelingen satt til en uke. Av hensyn til eventuelle effektproblemer, ulik kraftpris på dag og natt, etc., bör lastens variasjon innen uken være representert, f.eks. i form av en forenklet varighetskurve som vist i fig. 2.3, side 30. Det antas at en ytterligere forenkling ned til to trinn, dvs. dag og natt pluss helg, i de fleste tilfelle vil gi en tilstrekkelig detaljert beskrivelse.

Tabell 1.
Inndeling av fastkraftprognoser
etter planleggingsperiodens lengde.

Plan- leggings- periodens lengde	Tids- inn- deling	Formål, grunnlag for	Datagrunnlag
20 - 40 år	år	forskning langsiktig energi- politikk valg av langtidsplan- alternativ	Utvikling av energi- husholdningen frem til i dag. Elkraftens andel Støtte i andre prognoser
15 - 20 år	mnd	planlegging av kraft- utbyggingen, sammensetning og dimensjonering av produksjonsapparatet	Større kunder kommer inn på delvis kjente tids- punkt Tidligere års forbruk Støtte i andre prognoser, utbygging av områder, befolkningstilvekst, generell energiutvikling, priser og tilgang på olje og kull
5 år	uke - mnd	fastleggelse av ferdigdato for konkrete prosjekt	Som ovenfor, kravene til nøyaktighet er imid- lertid større
2 år	uke	langtidsplanlegging av driften, budsjett	Oversikt over: nye industriabonnenter, endring i belastning hos større abonnenter, byggevirksomheten i området, tidligere års forbruk med temperaturkorreksjon
1 uke	time	korttidsplanlegging av drift	Aktuelt forbruk, ukedag, aktuell værsituasjon, værmelding, korrelasjon last og temperatur, vind- styrke, skydekke, ukedag

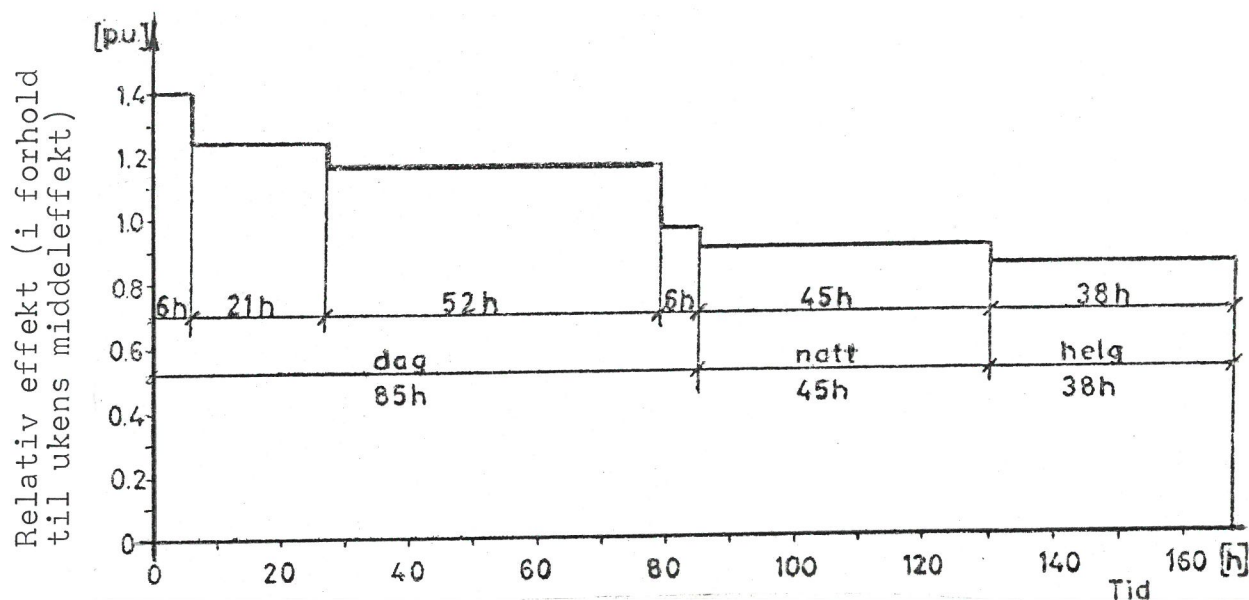


Fig. 2.3. Eksempel på oppstilling av forenklet varighetskurve for en uke.

Prognosen som anvendes ved langtidsplanleggingen av driften, omfatter en periode på 2 år. Det er da forutsetningen at den korrigeres etter hvert som tiden går og ny informasjon blir mottatt.

Korttidsplanleggingen av driften omfatter utarbeidelse av en kjøreplan for hver enkelt stasjon for hver time i de nærmeste døgn. Denne planleggingen er underordnet langtidsplanleggingen, i tillegg til informasjonen fra denne fasen trenger en en prognose for belastningen fra time til time i de nærmeste døgn.

Datagrunnlaget er først og fremst representert av forbruksstatistikker. Uansett hvilke matematiske modeller som bygges opp, vil disse i sin natur være bygget på fortiden, og for å kunne anvendes på fremtiden, må en eller annen subjektiv vurdering legges til grunn. I den vanlige prognosemetoden som går ut på å ekstrapolere eksponentialkurven, ligger i virkeligheten en slik vurdering. I ref.[9] er det beskrevet en rekke metoder som kan anvendes ved de langsiktige prognosene.

2.3. Forbrukernes ulemper og omkostninger ved svikt i leveringen av fastkraft

Nedsatt eller avbrutt elforsyning har sin årsak i forhold som kan deles i to grupper. Den ene gruppen er knyttet til driftsforstyrrelser som skyldes svikt i de enkelte komponentene i forsyningssystemet. Betegnelsen driftssikkerhet har i noen grad vært knyttet til disse forholdene. Denne siden av problemet vil ikke bli berørt i denne rapporten.

Den andre gruppen som vil bli behandlet her, er knyttet til variasjoner i tilsigsforholdene. Uttrykket leveringssikkerhet har ofte vært brukt i denne sammenheng. I motsetning til svikt som har sin årsak i den første gruppen, vil en her i en viss grad kunne forutsi når svikten vil inntre, samtidig med at en har større kontroll over hvordan innskrenkningen skal fordeles. En prisvurdering av ulempene i de to tilfelle vil derfor måtte gi ulike resultat.

Den økonomiske betydning for forbrukerne av en leveringsinnskrenkning viser meget store variasjoner, alt etter hvilke forbruksformål det er tale om å innskrenke leveringen for. Undersøkelser som er foretatt,[1], synes å vise at de priser forbrukerne vil være villige til å betale for den energi de ellers måtte unnvære ved de innskrenkninger det her er tale om, f.eks. hvert tiende år, spenner over et spektrum fra ca. 5 til omkring 100 öre/kWh. De laveste priser gjelder for forbruk hvor elektrisiteten utgjør en vesentlig del av produksjonskostnadene, f.eks. kraftkrevende industri, eller for forbruk hvor det finnes substitusjonsmuligheter, for en del av boligoppvarmingen eller for dampproduksjon. Höye priser gjelder forbruk hvor elutgiftene utgjør en liten del av produksjonskostnaden, f.eks. mekanisk industri, og for forbruk uten substitusjonsmuligheter, f.eks. belysning.

Fig. 2.4 viser en marginalverdivurdering av kraftbehovet i el-området Östlandet - Agder i 1965 under tre ulike forutsetninger. Priskurven i alternativ 1 er fastlagt på grunnlag av en rundspørring hos abonnentgruppene. Det ble undersøkt hvor mye konsumentene var villige til å betale for å unngå en nedskjæring. Svarene fra de enkelte konsumentene ble senere satt sammen, slik at kurven for alt. 1 representerer de enkelte konsumentgruppenes verdisetting av ulempene ved energiunderskudd. Dersom en rasjonering skulle gjennomføres utelukkende på grunnlag av denne priskurven, ville altså forbruket bli skåret bort i en rekkefølge gitt av hvor mye de enkelte abonnentgruppene kunne tenke seg å betale for den siste kWh som ble levert i en underskuddssituasjon.

Alt. 2 bygger også på den nevnte rundspørring. Men denne kurven viser hvordan de resulterende marginalomkostningene antas å variere med rasjoneringens størrelse, dersom forbruket hos alle kategorier skjæres ned forholdsvis likt.

Alternativ 3 viser de aktuelle kraftprisene.

En tilfredsstillende planlegging av driften forutsetter at driftsledelsen, direkte eller indirekte, har foretatt en prisvurdering av ulempene og omkostningen ved ulike grader av rasjonering. En industribedrift vil gjerne ha en klar oppfatning av hva omkostningene ved en produksjonsinnskrenkning beløper seg til. De undersøkelser som er gjennomført, [1], omfatter da også bare industribedrifter. Ved levering til alminnelig (borgerlig) forsyning lar det seg neppe gjøre å foreta en tilfredsstillende direkte verdivurdering av ulempene ved svikt i levering av fastkraft. For elverk som leverer til alminnelig forsyning, er en henvist til en indirekte beregning. Det er prinsipielt abonnentenes omkostninger og ulemper ved en leveringssvikt en bør tenke på. Det er på den annen side åpenbart at det er en sammenheng mellom den pris abonnenten betaler for kraften, dvs. de inntekter verket har, og det beløp verket har økonomisk evne til å satse for å unngå en eventuell rasjonering.

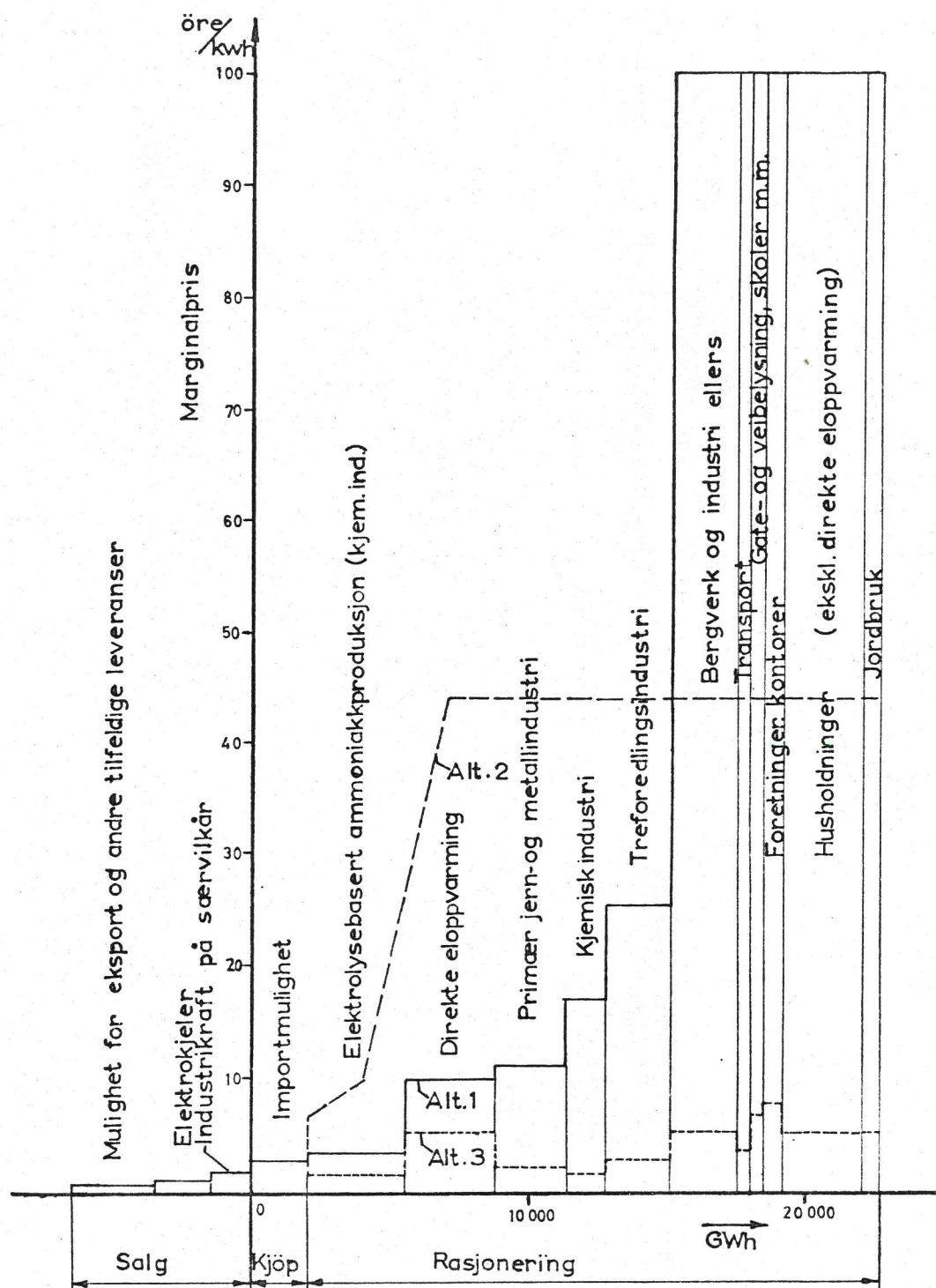


Fig. 2.4. Prisfunksjon for kraftbehovet i elområdet Östlandet-Agder i 1965 under tre alternative forutsetninger:

- Alt. 1: Gruppevis innskrenkning
- Alt. 2: Proporsjonal innskrenkning
- Alt. 3: Aktuelle priser

(etter en utredning fra NVE, elavd.: "Planlegging av elforsyningens produksjonsapparat", jan. 1967).

I avsnitt 5.4.3 vil det bli behandlet nærmere hvordan problemet med hensyn til "ulemper og omkostninger ved svikt i leveringen av fastkraft" etter komiteens oppfatning kan løses.

Törrårskomiteen har foretatt en direkte vurdering av ulempene ved leveringsinnskrenkning. Se linjestykkene c, d og e på nedenstående kurve. Denne er gjengitt i törrårskomiteens rapport [20]. Ved en summarisk beregning for Norge syd for Saltfjellet anbefaler törrårskomiteen at det foreløpig benyttes en preferansefunksjon som vist i figuren nedenfor.

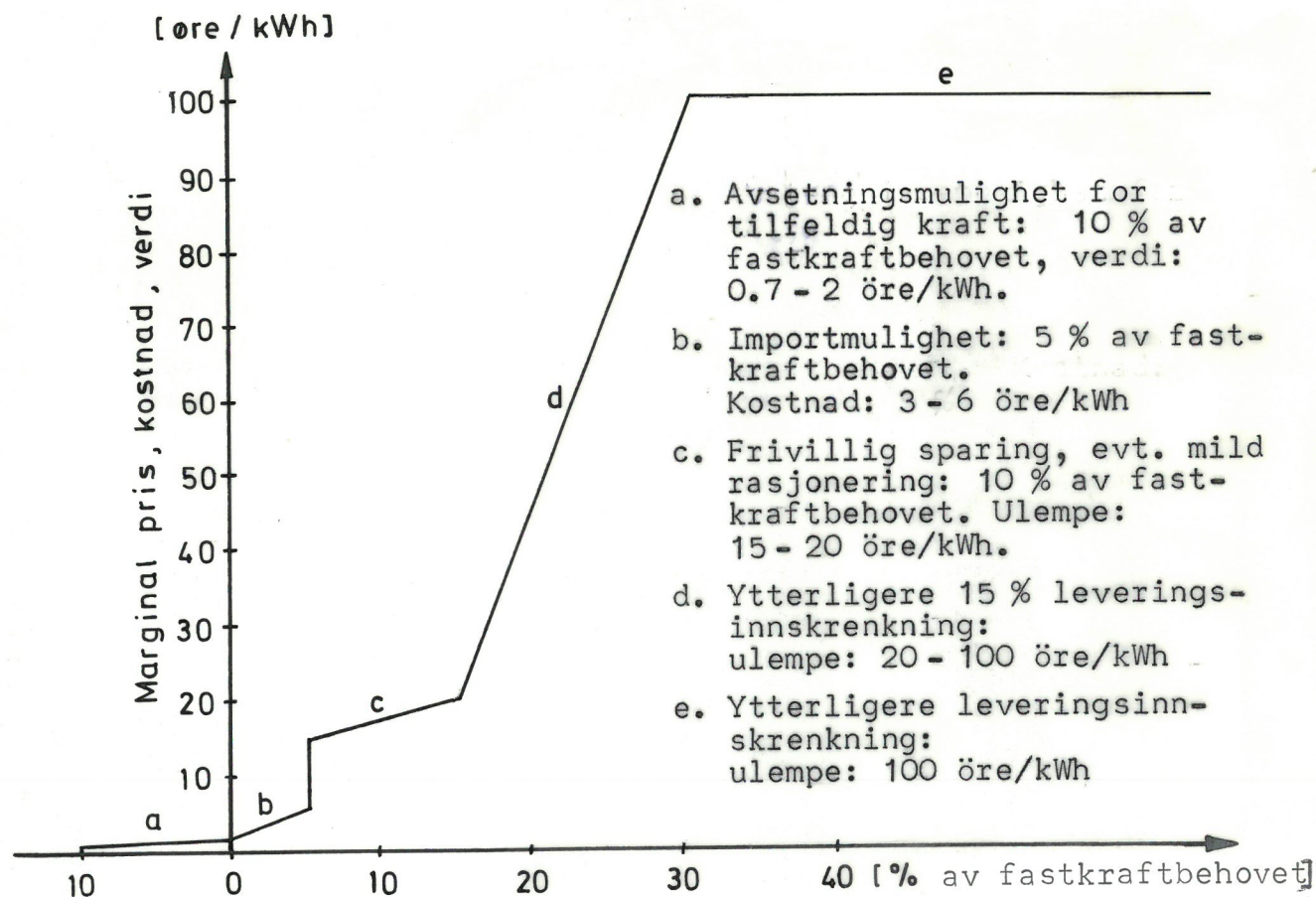


Fig. 2.5. Preferansefunksjon anbefalt av törrårskomiteen.

Samkjöringens styre vedtok i møte 23.1.1974 i forbindelse med fastleggelse av energigrunnlaget for de enkelte elverk, å verdivurdere ulempene ved svikt i fastkraftleveringen etter tallverdier som ligger 50 % over tørrårskomitéens verdier. På bakgrunn av dette er det nå ved driftsplanlegging vanlig å anvende følgende tallverdier (kfr. fig. 2.5, side 34).

- Frivillig sparing, evt. mild rasjonering:
10 % av fastkraftbehovet. Kostnad 22.5 - 30 öre/kWh.
- Ytterligere 15 % leveringsinnskrenkning:
Ulempe 30 - 150 öre/kWh.
- Ytterligere leveringsinnskrenkning:
Ulempe 150 öre/kWh.

2.4 Utveksling av tilfeldig kraft, organisasjon

I NVEs oversikter er landet delt inn i 9 elområder. Inn-
delingen er vist på side 36. Innen hvert av disse områdene
er det allerede, eller vil det i nærmeste fremtid, bli bygget
ut et samkjöringssystem som omfatter det meste av området.

Uttekslingen av tilfeldig kraft mellom de enkelte elverkene
innen landet skjer i dag gjennom Samkjöringen av kraftverkene
i Norge. Dette selskap, som ble stiftet i november 1970,
er organisert som en forening av medlemmene i de 5 tidligere
samkjöringsorganisasjonene foruten enkelte nye medlemmer.
Fylkeskommuner kan bli medlem av foreningen.

Samkjöringsområdet er i dag inndelt i 4 regioner. Region 1
dekker Östlandet - Agder. Region 2 omfatter elverk i Rogaland,
Hordaland, Sogn og Fjordane. Region 3 dekker Möre, Tröndelag
og Helgeland. Fra våren 1974 vil region 3 også omfatte Salten.
En ny 132 kV-linje fra Helgeland til Salten settes da i drift.
Region 4 omfatter elverk i Ofoten, Lyngen og Porsanger.

De fem samkjöringsorganisasjoner en hadde tidligere, var Sam-
kjöringen (Östlandet, Agder), Vest-Norges Samkjöringsselskap
(Rogaland, Hordaland), Vestlandske Kraftsamband (Sogn, Sunn-
möre), Nordenfjeldske Kraftsamband (Nordmöre, Tröndelag, Helge-
land) og Samkjöringen Nord-Norge (Ofoten, Lyngen, Porsanger).

På kartet på side 36 er det også skissert hvilke forbindelser
som eksisterer mellom de enkelte områdene og mellom de enkelte
områder og utlandet. All kraftutveksling med utlandet, også
av tilfeldig kraft, foretas i dag av Staten dvs. Statskraft-
verkene.

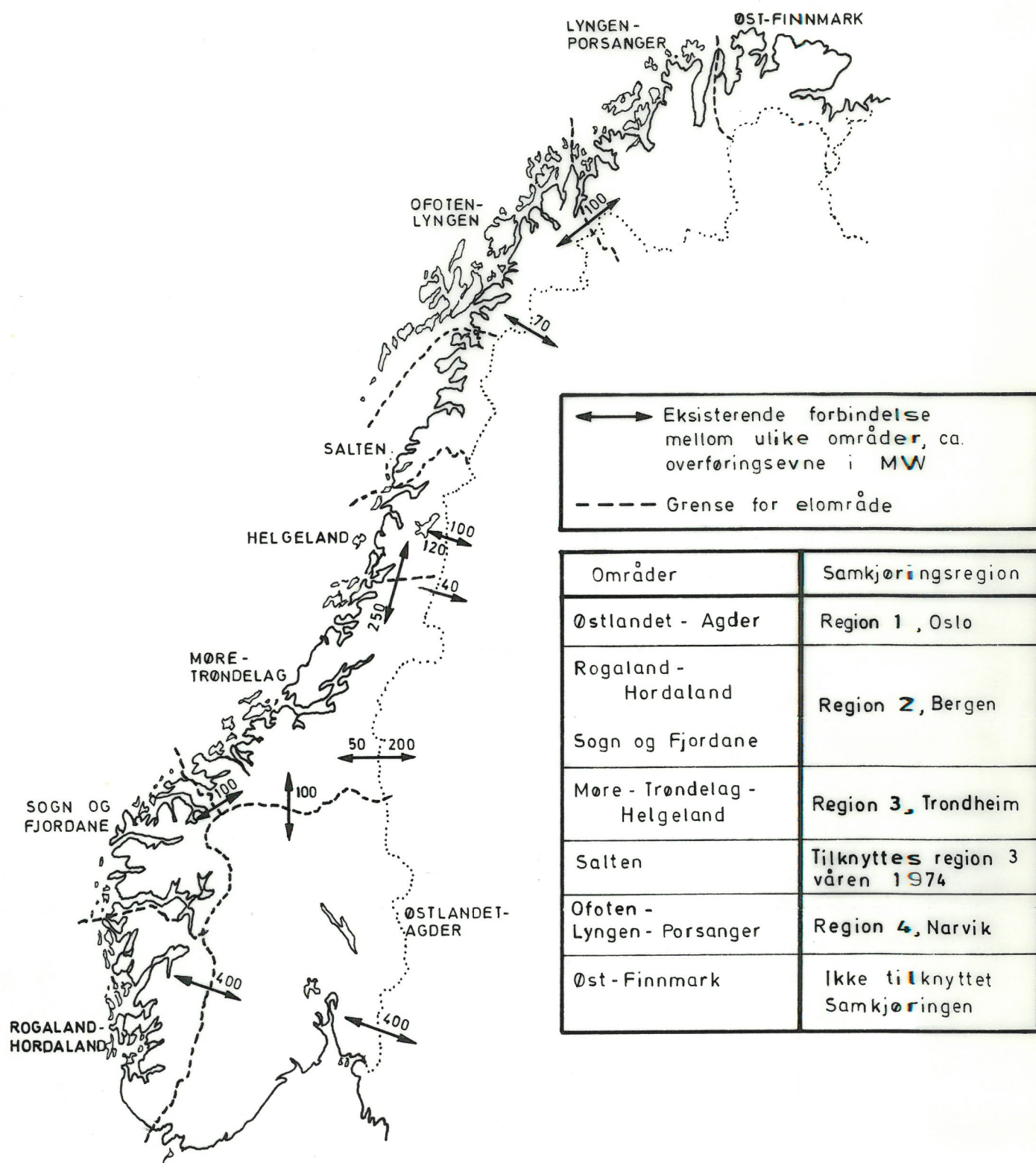


Fig. 2.6. Oversikt over de enkelte elområder og regioner av Samkjøringen med eksisterende forbindelser mellom de ulike områdene og mellom Norge og utlandet.

2.5. Gjeldende regler for prisfastsettelse ved tilfeldig kraftutveksling.

Samkjöringens styre vedtok som en prøveordning fra 5. juli 1971 å sette i verk et prissystem for omsetning av samkjöringskraft i prinsippet etter kraftverdien innen hvert område. Kraftprisen søkes fastsatt slik at det såvidt mulig blir balanse mellom tilbud og etterspørsel. Ubalanse søkes rettet opp ved avtale om kjøp/salg med ett eller flere verk. Inntil videre vil lagring kunne brukes som utjevning. Etter vedtak av 23. oktober 1973 er systemet permanent.

Prinsippene for prissystemet kan sterkt forenklet beskrives slik:

- Midlere kraftverdi beregnes for de enkelte samkjöringsregioner.
- Markedet for tilfeldig kraft undersøkes.
- På dette grunnlag fastsettes kraftpriser for de forskjellige tidsperioder, f.eks. for dag, natt og helg. Det tas sikte på å fastsette en pris som gir balanse mellom kjöps- og salgsinteresser.
- Verkene anmelder sine kjöps- og salgsprogram.
- Ubalanse mellom kjöps- og salgsprogrammene søkes utjevnet ved avtale med ett eller flere verk. Dersom balansen fortsatt ikke oppnås, må utvekslingsprisen justeres.

Ut fra forannevnte prinsipp er det oppsatt en rutine for fastleggelse av driften i en "kjöreuke". Kjöreuken løper fra fredag kl. 22 og en uke frem. Kjöreuken deles i to avsnitt:

- avsnitt 1 løper fra mandag kl. 7 til fredag kl. 22 og består av 111 timer,
- avsnitt 2 løper fra fredag kl. 22 til mandag kl. 7 og består av 57 timer.

For tiden gjelder følgende rutine:

1. Midlere beregnet kraftverdi må foreligge onsdag formiddag.
2. Basert på dels den beregnede kraftverdi, dels på grunnlag av foregående ukes prissetting, uttak, levering, ubalanse og dels på den foreliggende situasjon angis en antatt kraftpris med et visst spillerom, f.eks. 0.8 - 1.2 öre/kWh. Driftssentralen på Smestad gir beskjed til de øvrige regioner og tar selv kontakt med verkene innenfor Region 1.

Prisangivelsen må være gitt til aktuelle verker senest kl. 12 onsdag.

3. Verkene oppgir til Samkjøringen før kl. 12 torsdag kommende kjøreukenes program for uttak av statskraft, samt kjöps- og salgsinteressene. Salgs- og kjöpsinteressene bör angis i form av kvanta med tilhørende pris i 3 trinn innenfor det aktuelle prisområde, eksempelvis:

0.8 öre/kWh	-	kjöp	2 GWh
1.0	-"	-	balanse
1.2	-"	-	salg 3 GWh

Hvis leveringen eller uttaket vil fordele seg ujevnt på dag - natt og helg, må kvanta/pris angis for hvert av tids-avsnittene.

Program for uttak av statskraft gis for de samme tre tids-avsnitt. Hvis programmet for uttaket av statskraft er avhengig av kjöps- og salgsönsker nevnt i avsnittet foran, må dette angis.

4. Oppgavene fra verkene sammenstilles i hver region og gis i sum-form til driftssentralen på Smestad som foretar den endelige sammenstilling.
5. På grunnlag av det innsamlede materiale fastsettes "balanseprisen". Dette må være skjedd torsdag kl. 15.
6. Regionene og verkene gis beskjed om den fastsatte pris, og verkene anmelder sine kjöps- og salgsprogram, samt eventuelle endringer i program for uttak av statskraft for kommende kjöreuke. Samtlige program må være Samkjöringen i hende för kl. 12 fredag.
7. Etter at oppgavene er kommet inn, sammenstiller driftssentralen disse, og resultatet vil vise om man har oppnådd balanse mellom kjøp og salg. Mindre ubalanser kan utjevnes i henhold til spesielle salderingsregler.

Det foreligger et fyldig informasjonsmateriale fra Samkjöringen om det nye prissystemet. Samkjöringsdirektören har gitt en orientering om dette i Elektroteknisk Tidsskrift. [23]

3 PROBLEMSTILLINGEN

3.0 Generelt

Som tidligere nevnt er komiteens mandat:

"Utrede hvordan man kan dra nytte av moderne regneteknikk og elektroniske regnemaskiner på området planlegging og drift av vannkraftverk. Det legges spesiell vekt på metoder for planlegging av driften med sikte på en optimal utnyttelse av magasinene på lang sikt. Komiteen får som første oppgave å definere den generelle målsetting, dvs. å fastlegge kriteriet for optimal drift".

I vedlegg 1 til Stortingsmelding nr. 19 (1966-67) [2], er det under avsnitt 3.5.2: "Synspunkter vedr. driftsmåter" nevnt:

"Ved driften av kraftleveringssystemet må målsettingen være å utnytte den disponible energi og til enhver tid eksisterende anlegg på beste måte. Elforsyningen er i hovedsaken en monopolvirksomhet i offentlig eie.

Å drive systemet på beste måte må derfor være sett fra konsumentenes side".

Når det gjelder planlegging av utbyggingen, har hittil målsettingen innen kraftforsyningen stort sett vært å klare å dekke fastkraftbehovet fullt ut i alle år, bortsett fra de ca. 10 % av årene med de dårligste tilsigsforhold. I slike tørrår har en regnet med å måtte innskrenke leveringene.

Ved planlegging av driften har verkene stort sett arbeidet etter retningslinjer som avviker fra de som er nevnt foran vedr. planleggingen av utbyggingene. Ved planlegging av driften har kravet til høy leveringssikkerhet vært avveiet mot mulige inntekter ved salg av tilfeldig kraft og eventuelle utgifter ved kjøp av suppleringskraft. Hensynet til høy leveringssikkerhet har imidlertid vært helt dominerende i de fleste tilfelle.

Komiteens første oppgaver er ifølge mandatet å fastlegge kriteriet for optimal drift. Komiteen finner at det ligger utenfor dens arbeidsområde å ta stilling til det omfattende kraftpolitiske spørsmål å sette et mål for elforsyningen. Dette er en oppgave for de respektive myndigheter. Komiteen har oppfattet det som sin oppgave å analysere de respektive myndigheters målsetting, slik at problemene kan få en systematisk behandling samtidig med at en kan dra full nytte av moderne hjelpemidler.

3.1 Valg av kriterium

Når det gjelder driften av vannkraftverk, vil konsekvensen av driftsledelsens beslutninger være avhengig av hvordan tilsiget utvikler seg i tiden videre fremover. Vi kan derfor betrakte problemet med å legge opp en strategi for driften som et spill mot naturen.

Vi må vanligvis treffe vårt valg blant våre respektive handlingsalternativ (dvs. legge opp driften av stasjonene for det nærmeste tidsrom) uten å vite hvilke trekk vår motspiller vil velge. Vi antar imidlertid, i mangel av noe bedre, at en statistikk over tilsiget er representativ for hvilke trekk vi kan vente fra motspilleren i tiden fremover. P.g.a. seriekorrelasjon i tilsiget, observasjon av grunnvannstand, måling av snömagasin og p.g.a. værvarsling kan man ofte gi et bedre estimat av tilsiget i de kommende perioder enn en statistikk som bygger på historiske observasjoner.

For å kunne treffe beslutninger som gir en riktig disponering av vannkraftverk, må man ha en formening om tilsigets størrelse i de enkelte perioder i 1-2 år fremover i tiden. For den nærmeste tid, som kan være fra 1 uke til 2 måneder, avhengig

av årstiden, kan man ut fra tilsigsprognoser basert på måling av snö- og grunnvannsmagasin ha en konkret oppfatning av tilsiget, mens man for den resterende del av planleggingsperioden ikke kan gi noe mere informasjon om tilsiget enn det som ligger i serien av historiske observasjoner.

Når man på denne måten har kartlagt hvilke trekk naturen kan komme til å velge, er den neste oppgave å velge kriteriet for optimal drift.

En del beslutningskriterier er behandlet i litteraturen for anvendelse i spill mot naturen (minimax, maximax, Hurwicz's α , Bayes og Savages minste avsavns eller minimum regret kriterium). I det følgende vil vi bare kort omtale Bayes-kriteriet og minimax-kriteriet.

Anvendelse av Bayes kriterium innebærer at en tillegger hvert enkelt av motspillerens trekk (tilsigsalternativ), index i , en viss sannsynlighet, f_i . For en kombinasjon av eget trekk (pådrag), indeks j , og motspillerens trekk blir utfallet β_{ij} (økonomiske resultat). For eget trekk blir forventet utfall:

$$E_j = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n \beta_{ij} \cdot f_i$$

når antall mulige trekk fra motspilleren er n . Etter dette kriterium velges det trekk som gir det gunstigste forventede utfall. Ved kraftverksdrift vil en altså i dette tilfelle disponere slik at en, sett over mange år, vil få det beste økonomiske resultat.

For dette kriteriet gjelder at selv om det bygger på alle utfall, tar det ikke eksplisitt hensyn til eventuelle muligheter for ekstra store tap eller gevinster ved valg av handlingsalternativ, men er ensidig innrettet på forventningsverdier.

Minimax-prinsippet innebærer at en innretter seg på at mot-spilleren alltid vil vise seg fra sin mest ugunstige side, og at en selv velger sitt handlingsprogram slik at en under disse forhold kommer best mulig ut av det. I spill mot naturen, i motsetning til spill mot en bevisst motspiller, må anvendelse av minimax-prinsippet sees som et uttrykk for en forsiktig, pessimistisk holdning. Ved drift etter dette kriteriet vil en altså disponere slik at det økonomiske resultat ved det dårligste tilsigsalternativ blir best mulig.

Komiteen går prinsipielt inn for å anvende Bayes kriterium. De metoder og datamaskinprogram som utarbeides, bør få en slik form at muligheten for at de enkelte utfall kan tillegges ulik vekt, står åpen.

Vi har liten eller ingen mulighet for å påvirke etterspørselen etter fastkraft i inneværende sesong. I vår problemstilling oppfatter vi derfor fastkraftetterspørselen som gitt. Dersom fastkraftetterspørselen ikke kan dekkes, oppfattes dettes som leveringsinnskrenkning eller rasjonering.

Det vil etter dette være rimelig å legge følgende kriterium til grunn ved planlegging av driften:

"Målet for planleggingen er å legge opp driften slik at en minimaliserer forventningsverdien av de samlede driftsavhengige utgiftene innenfor rammen av de restriksjoner som er pålagt.

Med de samlede driftsavhengige utgiftene mener vi:

de driftsavhengige utgifter ved egen produksjon av varmekraft
pluss de driftsavhengige utgifter ved kjøp av suppleringskraft
minus inntektene ved salg av tilfeldig kraft
pluss omkostningene ved svikt i levering av fastkraft."

Betydningen av dette beslutningskriteriet vil variere etter hvordan en velger å oppfatte "omkostningene ved svikt i levering av fastkraft". I avsn. 5.4.3 vil dette bli behandlet nærmere.

3.2 Avgrensning av de økonomiske enhetene

Det kriterium for optimal drift som en er kommet frem til i avsn. 3.1, forutsetter at systemet som driften skal planlegges for, betraktes som en selvstendig økonomisk enhet. Det gjenstår nå å trekke opp grensene for hva en vil betrakte som driftsmessige økonomiske enheter. Det kan her tenkes flere løsninger:

1. Ved planlegging av driften av de enkelte kraftstasjoner betraktes hele landet som en økonomisk enhet, og driften dirigeres sentralt. Inntekter og utgifter avregnes mellom de enkelte elverk på grunnlag av avtaler.
2. I prinsippet som løsning nr. 1. Vi betrakter imidlertid her de enkelte regioner innen Samkjøringen som økonomiske enheter.
3. Driften styres lokalt av de enkelte elverkene som i seg selv er selvstendige økonomiske enheter. Visse beslutningskriterier som gjelder utveksling av tilfeldig kraft, utformes sentralt. (Dette skjer i praksis i samarbeid mellom de enkelte elverk gjennom Samkjøringen).

Løsning 1 og 2 forutsetter et avtaleverk for fordeling av inntekter og utgifter mellom de enkelte elverkene. Et slikt avtaleverk eksisterer ikke i dag. Det ligger utenfor komiteens arbeidsområde å ta stilling til hvordan et slikt avtaleverk bør utformes.

Ved utvikling og diskusjon av metoder har derfor komiteen arbeidet på grunnlag av løsning 3 som i prinsippet er den situasjon en har i elforsyningen i dag.

I situasjoner der sannsynligheten for en eventuell rasjonering kommer inn i beslutningsgrunnlaget for driftsplanleggingen, er det nødvendig at det enkelte elverk til enhver tid har full oversikt over beslutningsgrunnlaget. Det enkelte elverks ansvar for leveringen innen sitt eget område er tydelig understreket i den nåværende utforming av rasjoneringsloven.

Rasjoneringsloven (lov av 9. juli 1962 om rasjonering av elektrisk energi) er kommentert i [2], sidene 47 - 48.

"Slik loven nå er formet, kan den ikke påberopes anvendt med mindre knappheten på elektrisk energi skyldes "ekstraordinære forhold". Med ekstraordinære forhold må forstås slike som det etter en teknisk-økonomisk vurdering ikke kan ventes at verket skal gardere seg mot. Det skal således svært meget til for at vannmangel eller anleggsfeil skal kunne betraktes som ekstraordinære forhold i denne forbindelse."

Elverkene kan ta visse forbehold i sine kontrakter når det gjelder leveringen innen sitt eget område. Det som imidlertid er av særlig interesse i vårt tilfelle, er i hvilken grad en rasjonering kan "jevnes ut" over et større område.

Ref.[2] sier videre:

"Et elverk som kommer i en underskuddssituasjon, kan altså ikke med hjemmel i rasjoneringsloven regne med hjelp fra andre elverk, som det eksisterer overføringsmuligheter fra, uten at vanskene elverket er kommet i, skyldes forhold det ikke selv er herre over. En utjevning av underskuddet over flere elverk, slik at innskrenkningen blir relativt beskjeden hos forbrukerne, kan derfor ikke påregnes utover hva som måtte forekomme i avtaler om samkjøring verkene imellom. Hvert enkelt elverk må derfor selv sørge for å dekke sitt behov med en tilfredstillende leveringssikkerhet, enten ved egen utbygging eller gjennom tilgang basert på fastkraftkontrakter og samkjøringsavtaler."

Det kommer her tydelig frem at det i dagens situasjon er nødvendig at de enkelte elverk opptrer som selvstendige økonomiske enheter også når det gjelder driftsplanleggingen.

De metoder som er utarbeidet i komiteens regi, er tilpasset det økonomiske system en har i dag med en rekke selvstendige økonomiske enheter. En systematisk marginalverdivurdering av kraften fra hvert enkelt elverk vil kunne angi retningslinjer for en drift som utnytter de samlede ressurser best mulig.

Komiteen har av hensyn til de forhold som her er nevnt, arbeidet på grunnlag av lösning 3. Komiteen har sett det som sin oppgave å skaffe til veie det beregningsmessige verktøy som er nødvendig for at hvert enkelt elverk skal kunne foreta en løpende marginalverdivurdering av sin kraftproduksjon ut fra sine egne forutsetninger, samt å komme med forslag til hvordan de nye metodene praktisk kan anvendes i det samarbeid som foregår innenfor Samkjöringen.

Utvekslingen av tilfeldig kraft mellom de enkelte elverkene dirigeres i dag gjennom Samkjöringen som skal söke å utnytte de samlede ressurser best mulig. Utveksling av kraft med utlandet foregår i Statskraftverkenes regi. Som et grunnlag for Samkjöringens og Statskraftverkenes disposisjoner og anbefalinger bör det foretas en løpende marginalverdivurdering der hver enkelt region - og eventuelt hele landet - betraktes som en økonomisk enhet.

4. PLANLEGGING AV DRIFT ETTER KONVENSJONELLE RETNINGSLINJER

4.0 Oversikt

Langtidsplanleggingen av driften er vanligvis basert på relativt detaljerte energibalanser som settes opp med jevne mellomrom. Det har vært vanlig praksis å utarbeide prognoser for sommer-sesongen og vintersesongen hver for seg. Energibalansen anvendes som beslutningsgrunnlag ved tilfeldig kraftutveksling og iverksettelse av eventuell rasjonering.

Når en ser bort fra tilfeldig kjøp og salg, kan en dele opp energibalansen i følgende punkt:

- Energitilgang
 - Produksjon ved egne kraftstasjoner
 - Kontraktkraft fra andre verk
- Energibehov
 - Energibehov alminnelig forsyning
 - Kontraktleveringer til industri innen eget forsyningsområde
 - Kontraktleveringer til andre elverk

Det vil her bli gitt en oversikt over hvordan størrelsen av produksjonen ved egne kraftstasjoner fastlegges.

4.1 Prognose over energitilgang fra egne kraftverk

Som statistisk materiale for beregning av sannsynlige tilsig er det vanlig å se på en 30-årsperiode. Ut fra dette får en så karakteristiske verdier som medianår, övre og nedre kvartil

og bestemmende års tilsig. (Medianverdien tilsvarende 50 % fraktilen, övre og nedre kvartil tilsvarende henholdsvis 75 % fraktilen og 25 % fraktilen. Betydningen av p % fraktilen kan forklares slik: Har vi et antall observasjoner av en stokastisk variabel, vil p % av dem være lik eller mindre enn p % fraktilen og $(100 - p)$ % av dem vil være lik eller større enn p % fraktilen. Det har i Norge vært nokså vanlig praksis å dimensjonere magasinene slik at de ville klart seg i ca. 90 % av de undersøkte årene. Man ser altså bort fra de dårligste 10 %, f.eks. de to dårligste årene i en årrekke på 22 år eller de dårligste tre av en på 28. Det dårligste som står igjen, kalles "bestemmende år").

Noen verk har kanskje oversikt over alle tilsigsmuligheter i 30-årsperioden og kan vurdere sin sluttbalanse mot alle disse tilsigsalternativene, f.eks. i vinterperioden. Det vanlige er imidlertid å regne med tilsig alternativt som i medianår, nedre kvartil og bestemmende år.

Energitilgangen fra egne kraftverk for resten av inneværende periode bestemmes ut fra magasinbeholdningen ved den aktuelle dato med alternative tillegg for tilsiget i resten av perioden og med fradrag av ønsket restmagasin ved slutten av perioden.

Ved anlegg med dårlig regulerte nedbørfelt eller med uregulerte tilsig vil en prøve å utnytte alt disponibelt vann i lavvannsperioden. En må da bare skaffe seg kjennskap til når vårløsning inntreffer, og om nødvendig legge igjen vann nok til dekning ved sen vårløsning.

Ved magasin med høy reguleringsgrad må en imidlertid ta standpunkt til hvilket restmagasin en vil ha liggende igjen til neste år. Magasinene skal jo her være med å jevne ut variasjonene i tilsig fra år til år. Restmagasinet kommer inn som en regulerbar faktor på produksjonssiden. I avsn. 4.2 vil en komme nærmere inn på de forhold som vil være med å bestemme restmagasinet.

I en del av de lengste vassdrag er det bygget en rekke stasjoner etter hverandre, dels med forskjellige eiere. Den tapnings-

strategi en her nødvendigvis må få, er da bundet til forskjellige ønsker de forskjellige eiere har. Enkelte verk kan være interessert i en jevn kjøring over døgnet, mens andre vil ha døgnvariasjon. En får også tidsforskyvning av vannet nedover vassdraget, og en kan få inn vesentlige uregulerte tilsig. Samtidig er en også bundet av eventuelle konsesjonsbetingelser, med hensyn til fiske, flötning, tillatte vannføringer etc. Retten til å råde over vannet i et eller flere magasin kan være gitt til ett eller en mindre del av de utbygde anleggene. De forskjellige eiere danner vanligvis brukseierforeninger som koordinerer de enkelte eieres interesser. Det enkelte verks produksjonsmulighet er altså her delvis bestemt av den totale tapningsstrategi for vassdraget. Men det kan bli tale om utveksling av kompensasjonskraft når interessene er forskjellige.

4.2 Vurdering av nødvendig restmagasin ved utløpet av analyseperioden

En tar hensyn til leveringssikkerheten i den påfølgende sesong ved at en som tidligere nevnt, prognoserer energitilgangen fra egne kraftverk for resten av inneværende periode ut fra bl.a. nødvendig restmagasin ved analyseperiodens slutt. Dette er et spesielt viktig og vanskelig problem når en skal vurdere hvilke restmagasin en bør legge igjen i flerårsmagasinene. Har en dårlig dekning i vinterperioden, vil en sannsynligvis bruke av egne magasin for å dekke seg opp, og dermed blir restmagasinet bestemt av dette. Om nødvendig vil en kanskje kjøre ut alt disponibelt vann. Installasjonen i stasjonene kan her begrense det en kan få kjørt ut. Kjøp av tilfeldig kraft i inneværende vinterperiode med tanke på høyere restmagasin og dermed bedre dekning neste vinter er bare foretatt i spesielle tilfelle der magasin med høy reguleringsgrad er tappet langt ned. Vanligvis utsetter en avgjørelsen i håp om gode vannforhold den følgende sommeren.

En vil normalt ikke godta rasjonering i en periode, dersom en kan unngå dette ved å tappe ned flerårsmagasin (og dermed redusere leveringssikkerheten for neste periode). Får en da to eller tre dårlige tilsigsår på rad, vil en kunne få meget streng rasjonering i slutten av den siste vinterperioden. Har en god dekning i perioden og står overfor spørsmålet om å selge tilfeldig kraft, må en ta standpunkt til det maksimale restmagasin en ønsker. Avgjørelsen vil jo gripe inn i framtiden, og det er svært mange forhold en bør ta hensyn til.

Om en ved vurderingen av restmagasinets størrelse ser et år framover, må en ta hensyn til følgende:

Behov i kommende sommerperiode.

Tilsig i sommerperioden, basert på en observasjonsperiode på 30 år, og faren for vanntap.

Produksjon ved stasjoner med uregulerte tilsig.

Mulighetene for tilfeldig kraftutveksling i sommerperioden, her også lagring fra andre i egne magasiner, og lagring hos andre.

Behov i neste vinterperiode.

Mulighetene for tilfeldig kraftutveksling i neste vinterperiode.

Muligheter for å opprette kontrakter med andre verk.

Tilgang av kraft fra egne kraftanlegg som er under utbygging.

I løpet av vinterperioden vil driftsledelsen ofte forandre størrelsen av det ønskete restmagasin. Dette vurderes ut fra bl.a. snømålinger.

4.3 Kraftbalansen som beslutningsgrunnlag

Den kraftbalanse som fremkommer av det materiale som er nevnt foran, gir som resultat størrelsen av overskuddet eller underskuddet ved de ulike tilsigsalternativ. Dette gir da et beslutningsgrunnlag for tilfeldig kraftutveksling, iverksettelse av en eventuell rasjonering og kanskje særlig disponeringen av flerårsmagasinerne.

Ny energioversikt blir så satt opp med jevne mellomrom utover perioden, enten for hver uke, hver 14. dag eller for hver måned. En vil dermed få oversikt over utviklingen med hensyn til tilsig og behov.

Viser energibalansen et overskudd når en regner med bestemmende års tilsig i den resterende del av perioden, vil dette ikke uten videre føre til interesse for tilfeldig salg. Senere tilsig kan jo bli dårligere enn bestemmende års, samtidig som en med kaldt vær i hele perioden kan vente økt behov. En vil søke å utsette avgjørelsen om å selge. En vurdering av tilsigs- og forbruksutviklingen i den vinteren en er inne i, vil kunne føre til at en utelukker det ugunstigste alternativ. Avgjørende her kan være den effekten en har disponibel for å utnytte energien både i egne stasjoner og i kontraktsavtaler.

Inn i energivurderingen kommer også en vurdering av toppkraftdekningen. Har ikke et verk effekt nok til å dekke topplasten, må det kjøpe toppkraft, og dette vil også gi utslag i energiregnskapet.

En vil vanligvis forsøke å oppnå 100 % dekning, eller så høyt som teknisk mulig, før en leverer kraft til tilfeldig salg. Dette skjer, selv om en med ganske stor sikkerhet vet at en ved tilsigssvikt vil ha muligheter for å få kjøpt kraft. Skulle nemlig forholdene i hele samkjøringssystemet utvikle seg i ugunstig retning, vil kanskje mulighetene for tilfeldig kjøp likevel forsvinne.

Er tilsigsutviklingen dårlig i begynnelsen av perioden, vil verket i de fleste tilfeller forsøke å bedre sin leverings-sikkerhet ved å kjøpe kraft. Dette kan være avhengig av verkets økonomiske stilling. Har en dårlig økonomi, vil en kanskje vente i håp om bedring av tilsigsforholdene.

Er utviklingen slik at rasjonering synes uunngåelig, må en ta standpunkt til på hvilken måte rasjonering skal gjennom-føres. En vil da i første omgang forsøke å redusere forbruket, f.eks. ved spenningssenkning eller ved frivillig sparing. Ved gjennomføringen av rasjonering kan en ha forskjellig praksis. Det vanlige vil kanskje være at en vil forsøke å ta rasjoneringen over en lengre periode med utkopling på nattid. For en del for-bruk kan det være riktig å utsette rasjoneringen i det lengste, og så ta en kortvarig streng rasjonering i slutten av perioden.

Magasinene kan ha så lav reguleringsgrad at en, selv under bestemmende års tilsig i sommerperioden, må regne med overvann. På den annen side kan reguleringsgraden være såpass høy at en må se over en lengre periode.

I sommerperioden vil de enkelte verk forsøke å fylle opp sine magasiner mest mulig, enten med tanke på egen dekning i kommende vinterperiode eller fordi tilfeldig salg på vintertid gir høyeste pris.

I fig. 4.1, side 55, er beslutningsprosessen ved konvensjonell driftspraksis forsøkt systematisert i et blokkdiagram.

Innen samkjøringen blir det satt opp energibalanser etter samme metode som nevnt foran. Ut fra disse tok en tidligere avgjør-elser med hensyn til lagring i disponible magasiner i området, utveksling av kraft med andre områder, inn- og utkopling av kjeler og kjøp og salg overfor Sverige. Ofte ble disse av-gjørelsene tatt på usikkert grunnlag, og en har funnet det ønskelig med en beregningsmessig prisvurdering av vannet.

Blokkdiagrammet er laget som et grunnlag for en diskusjon innen komiteen. Det gir bare en grov og forenklet oversikt. De prisene som er nevnt er eksempler som ligger innenfor det området som erfaringsmessig aksepteres.

0 : ingen utveksling
1 : utveksling

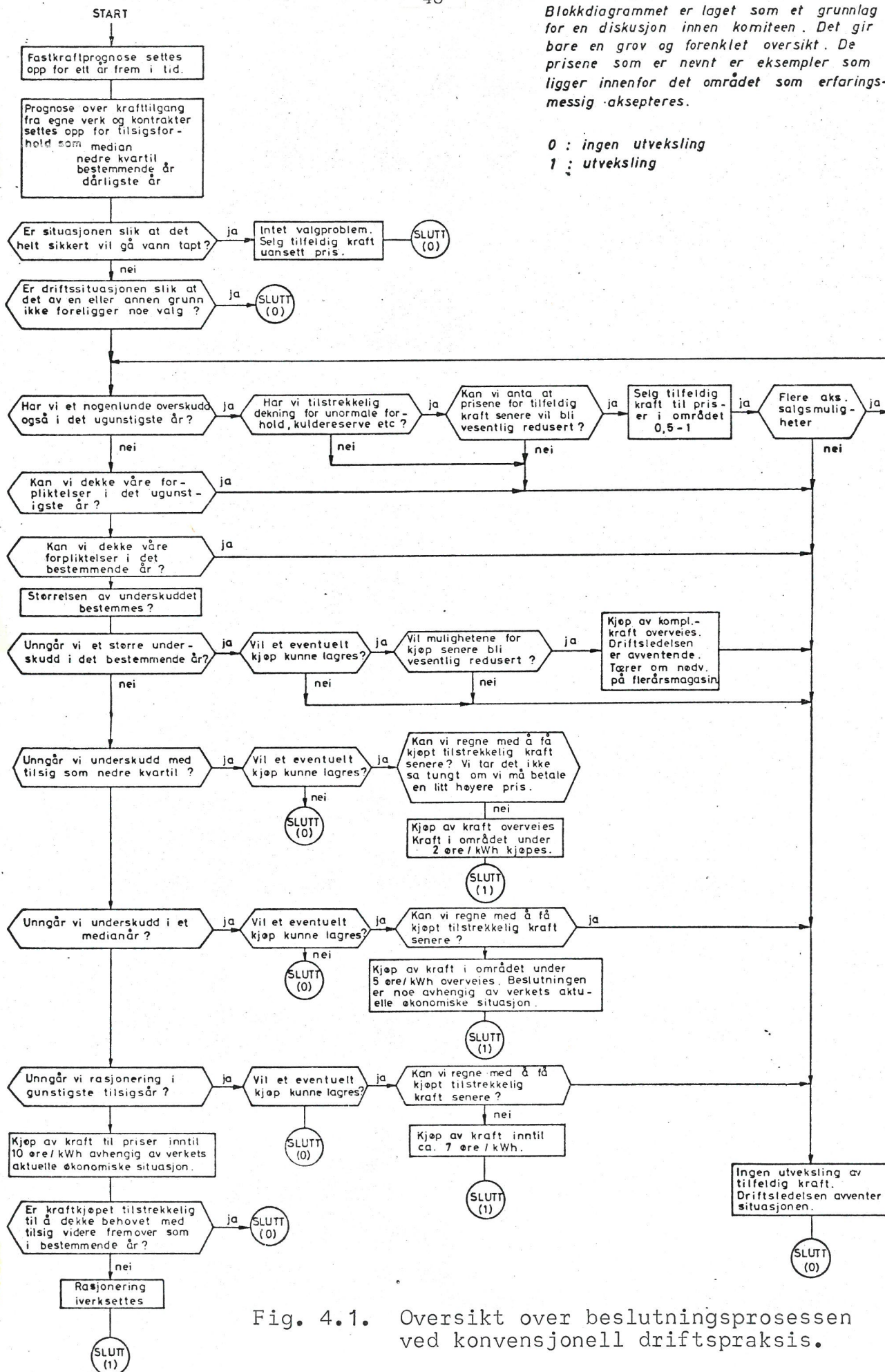


Fig. 4.1. Oversikt over beslutningsprosessen ved konvensjonell driftspraksis.

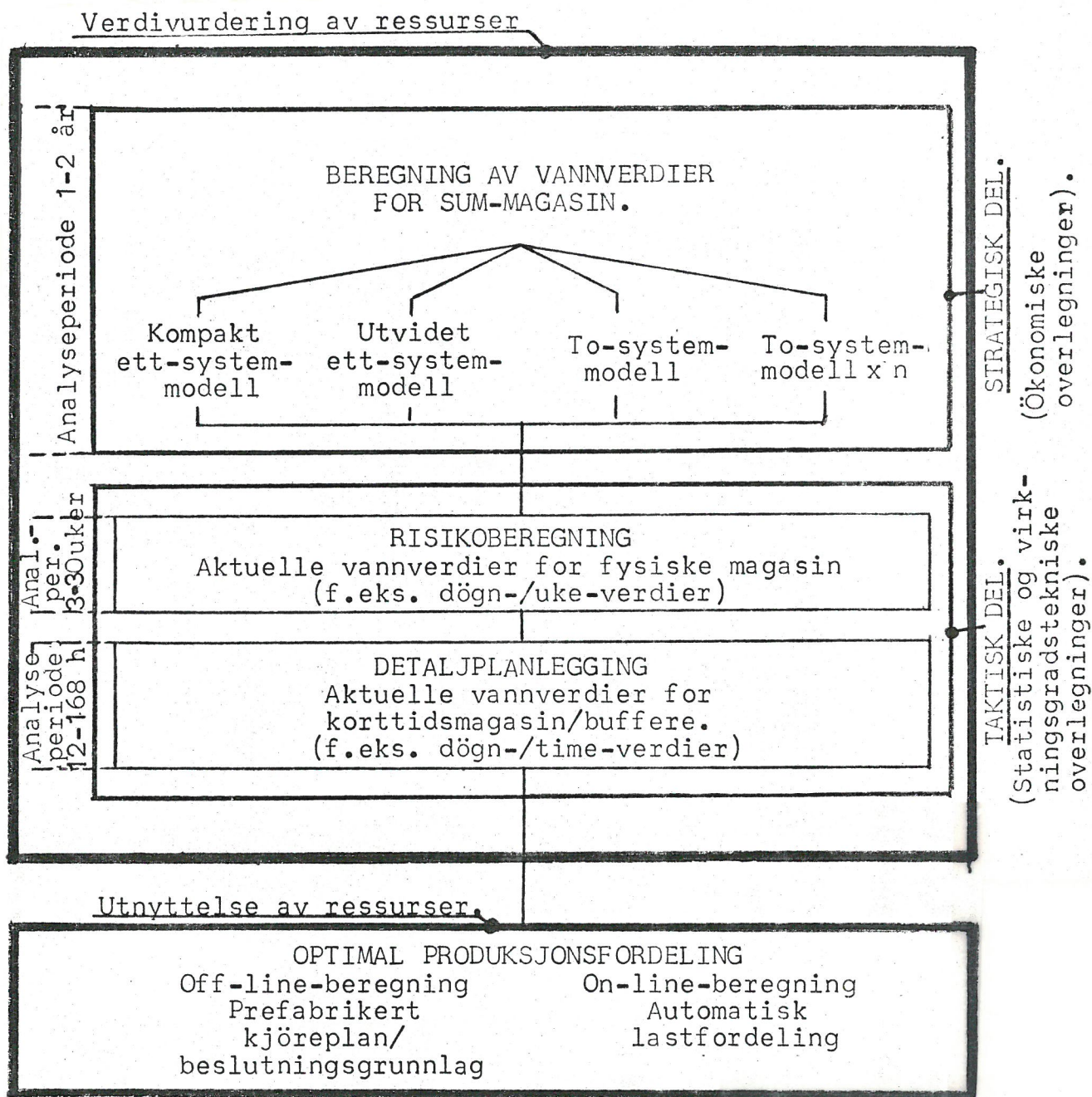


Fig. 5.1. Driftsplanlegging. Vannkraftdominert system.
Oversikt over problemstillingen på ulike nivå.

5 PLANLEGGING AV DRIFT VED HJELP AV NYERE METODER

5.0 Oversikt

I fig. 5.1 er vist en oversikt over problematikken slik den er formulert i aktuelle regneopplegg. Oversikten som følger, er knyttet til denne figuren.

Det generelle driftsplanleggingsproblem for en kraftprodusent kan formuleres i to hovedfaser:

- Verdivurdering av ressurser, og
- Optimal utnyttelse av ressurser i den aktuelle drift.
(Optimal produksjonsfordeling)

VERDIVURDERING AV RESSURSER.

I første hovedfase som gjelder verdivurdering av ressurser, er det formålstjenlig å skille mellom to hoveddeler:

- En strategisk del som gjelder verkets økonomiske utnyttelse av de samlede magasinressurser over sesongen, og
- En taktisk del som omfatter statistiske virkningsgrads-
tekniske overlegninger for bestemmelse av detaljdriften
over den nærmeste fremtid.

Strategisk del. Den strategiske delen gjelder beregning av vannverdier for sum-magasin, se avsnitt 5.1: Vannverdiberegninger. Som regel er det i praksis slik at det fysiske system omfatter et flertall større og mindre magasiner, og disse må i dag av regnetekniske grunner oppfattes som ett evt. to sum-magasiner ved marginalverdivurderingen. Som antydnet i figur 5.1, er i hovedsak fire regneopplegg aktuelle:

- Kompakt ett-system-modell. Alle magasin slås sammen til ett ekvivalentmagasin, det regnes med en enkelt resulterende stasjon samt ekvivalente tilløpsserier for beskrivelse av regulert og uregulert tilsig. Modellen forutsetter betydelig kvalifisert, manuell innsats i systemreduksjonsfasen.
- Utvidet ett-system-modell. Utvidelsen består i at resulterende produksjon av vannkraft samt resulterende endring av sum-magasininnhold bestemmes ved bruk av en separat simuleringsmodell for systemet. De beregnede vannverdier er fortsatt korrelert til sum-magasininnhold, men den detaljerte bokføringsmodell muliggjør riktigere beskrivelse av stasjonselektriske, hydrauliske og hydrologiske forhold.

Den kompakte ett-system-modell og den utvidede ett-system-modell er nærmere behandlet under avsnitt 5.1.1: "Vannverdiberegninger ved ett-systemmodellen".

- To-system-modell. Av hydrologiske, elektriske eller andre grunner kan det være sterkt ønskelig å splitte et gitt produksjonssystem i to delsystem som derpå behandles simultant i en to-system-modell. To-system-modellen består av to ett-system-modeller som er koplet sammen elektrisk. Vis-å-vis ett-system-modellen går regnetiden drastisk opp, idet vannverdiene i respektive sum-magasin må kartlegges som funksjon av innholdet i det andre.
- Flertrinns anvendelse av to-system-modell. Prinsippet for dette opplegg som muliggjør etablering av vannverdier for flere enn to (sum-)magasin, skal kort resymeres: Anta at det gitte system er redusert til tre delsystemer "A", "B" og "C", hver med sitt summagasin V.hj.a. to-system-modellen kan disse verdier vurderes ved tre sett av simuleringer: Vannverdiene

for "A" beregnes, idet ("B" + "C") oppfattes som det övriga system. Tilsvarende for "B", idet ("A" + "C") nå representerer resten av systemet. På analog måte for delsystem "C". Dette opplegget vil være tidkrevende, men presisjonen vil prinsipielt være høy, relativt sett.

Ved flertrinns anvendelse av to-system-modellen vil det i mange tilfelle ikke være behov for separate risikoberegninger. Blokken "risikoberegninger" i fig. 5.1, side 56, kan altså i dette tilfelle forbikoples.

Taktisk del. Med gitte vannverdier for det antall sum-magasin som er definert ved de strategiske overlegninger, kan vi beregne forventet total produksjon av vannkraft for neste uke og for et antall uker fremover. Med denne informasjon går vi nå inn i den taktiske del hvor problemstillingen blir som følger: Dekk opp den totalproduksjon vannkraft som er spesifisert for neste tidsintervall, på en slik måte at systemet deretter står best mulig rustet for den videre drift. Eller mer presist: Dekk spesifisert belastning på en slik måte at produksjonspotensialet blir redusert minst mulig. Den drift som oppfyller denne betingelse, impliserer visse vannverdier for alle fysiske magasin i systemet. Disse vannverdier beregnes i den taktiske delen der det skilles mellom risikoberegning og detaljplanlegging.

- Risikoberegning. Hvis sum-magasin i den strategiske delen omfatter to eller flere langtidsmagasin, må det fastlegges hvordan prognosert uttak fra sum-magasin skal fordeles på respektive magasin. Dette skjer i blokken risikoberegning der en analyserer magasinutviklingen et antall uker fremover. Fra disse beregninger flyter relevante risikoer for respektive magasin. I lagre-perioder vil risikoen for overlöp

være den interessante størrelse som medvirker til å bestemme tapningsfordelingen. I perioder med fare for effektsvikt p.g.a. nær tomme magasiner, vil risikoen for tomkjøring ha tilsvarende betydning. Det sett av risikoer som beregnes, gir uttrykk for en relativ verdivurdering av magasinene. Fra sum-magasinet er aktuell vannverdi gitt i öre/kWh. Med risiko-fordelingen som nøkkel kan aktuell vannverdi følgelig fastlegges for respektive fysiske magasiner.

I avsnitt 5.2: "Langsiktig fordeling av magasin-tapping", kommer en nærmere inn på disse problemene.

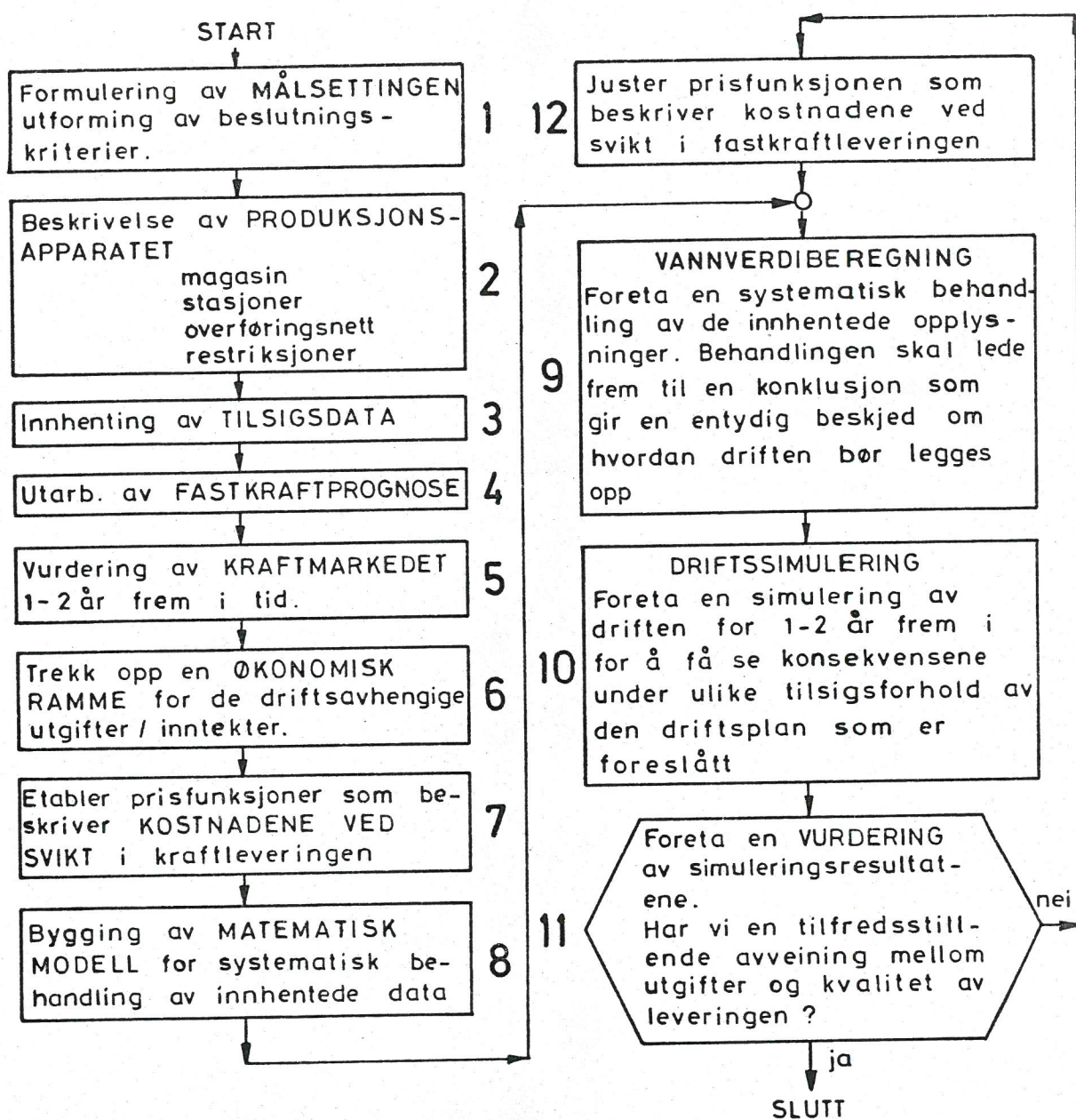
- Detaljplanlegging. Blokk nr. 2 i den taktiske delen gjelder detaljkjøringen over uken/døgnet. Her kommer rene virkningsgradstekniske betraktninger sterkt inn i bildet. Fra beregningene foran er gitt relative eller absolutte priser på lagret vann, eventuelt ønskete tappemengder fra visse magasin, og med disse forutsetninger beregnes den gunstigste måte å dekke spesifisert totaleffekt på. Herunder tas det hensyn til overføringstap, aggregatvirkningsgrader, varierende fallhøyder, start-/stopp-kostnader og utnyttelse av buffermagasin. Optimaliseringen på dette nivå leder frem til verdivurdering av korttidsmagasin. Ved den matematiske formulering av problemet viser det seg generelt at ethvert krav om hydraulisk balanse - enten dette gjelder døgn-, time- eller momentanbalanse - fremtrer i form av en formell prisvurdering av vann. Hvis kravet til vannbalanse gjelder et døgn, vil prisen på buffermagasinet i prinsippet være konstant over døgnet. Er magasinet null, dvs. det stilles krav om momentanlikevekt, vil prisen (på "null-magasinet") endres kontinuerlig med totallasten.

OPTIMAL PRODUKSJONSFORDELING.

Siste hovedblokk i skjemaet gjelder optimal produksjonsfordeling på grunnlag av den verdivurdering som er foretatt i de overliggende blokker. Off-line planlegging synes i dag å måtte være den mest aktuelle form for de fleste norske produksjonsverk. Slik planlegging vil ventelig bringe inn størstedelen av den driftsøkonomiske gevinst som er å hente. Motivet for on-line planlegging og styring vil kunne ligge i et flertall forhold. Noen momenter kan nevnes:

- Komplisert vannhusholdning.
- Variabel totallast som følge av deltakelse i såvel primær- som sekundærregulering.
- Hyppig skiftende tilsig til små magasin.

Gevinsten som kan hentes inn ved on-line styring, må sammenholdes med kostnadene ved installasjon av en prosessdatamaskin. I en del tilfelle vil prosessdatamaskinen være økonomisk motivert ut fra andre forhold, overvåking, pålitelighet, tilstandestimering etc. Overgangen til on-line styring vil i en rekke tilfelle opptre som en marginal kostnadsökning.



Blokkskjemaet gjelder første gangs behandling av problemet. Ved senere rutinemessige behandlinger foretar en eventuelt en korreksjon av følgende inngangsdata:

- markedsvurderingen
- fastkraftprognosen
- aktuell magasinbeholdningen

Fig. 5.2. Oversikt over problemløsningen på vannverdinivå.

5.1 Vannverdiberegninger

5.1.1 Vannverdiberegninger ved ett-systemmodellen

5.1.1.0 Oversikt

Fig. 5.2 viser en oversikt over problemløsningen ved langtidsplanlegging av driften. En del av blokkene er tidligere beskrevet (1,2,3,4 og 5). De øvrige vil bli beskrevet i det følgende. De beregningsmetodene som skal beskrives under avsnitt 5.1, er knyttet til blokkene 9 og 10 i diagrammet (vannverdiberegning og driftssimulering).

Prinsippet med bruk av vannverdier ble introdusert i Sverige av S. Stage og Y. Larsson. [8]. Det er senere utviklet videre innen Vattenfall [9] og VASTs krafthusholdningskomité. Metoden har vært i bruk ved utbyggingsplanlegging siden ca. 1960. Den ble senere tatt i bruk også for driftsplanleggingen. Avtalene vedr. prisfastsettelsen ved utveksling av tilfeldig kraft innen den svenske samkjøringsgruppen har siden 1964 forutsatt at utvekslingsprisen bestemmes på grunnlag av deltakernes kraftverdi referert utvekslingspunktet.

Metoden har vært anvendt i Norge siden 1962, til å begynne med ved orienterende undersøkelser. Når det gjelder rutinemessig bruk ved driftsplanlegging, har det vært en betydelig utvikling i de senere år. De fleste større produksjonsverk har nå tatt beregningsmetodene i bruk.

Ved å vurdere fremtidig utvikling m.h.t. tilsig og kraftmarked kan vi beregne en forventet verdi, vannverdien, av den marginale energimengden som står for tur til å tappes fra langtidsmagasinene. En arbeider gjerne med midlere virkningsgrad.

Begrepet vannverdi brukes både for å beskrive situasjonen i et enkelt magasin og for et magasinsystem. I det siste tilfelle oppfattes vannverdien som verdien av den marginale energimengde som står for tur til å tappes fra magasinsystemet. Den sistnevnte betydning er nyttet i dette avsnitt. Her er beskrivelsen knyttet til ett-system-modellen der vannverdien refereres sum magasinbeholdning i systemet.

Vi vil i det følgende skille mellom vannverdi og kraftverdi. Vannverdien knyttes til magasinsituasjonen, mens kraftverdien beskriver forholdet i et valgt punkt i nettet, gjerne lastsentret, ved en bestemt belastningssituasjon. Med kraftverdien for en økonomisk enhet mener vi verdien av en liten kraftmengde som ytterligere tilføres eller leveres fra enhetens kraftsystem. Beslutninger om kjøp og salg av tilfeldig kraft skjer på grunnlag av kraftverdien. Så lenge det ikke opptrer restriksjoner, er kraftverdien lik vannverdien når verdiene er referert samme punkt, og det forutsettes konstant virkningsgrad i systemet. Dersom det inntreffer restriksjoner, vil kraftverdien avvike fra vannverdien. Aktuelle restriksjoner er øvre eller nedre produksjonsgrense og/eller nedre magasingrense.

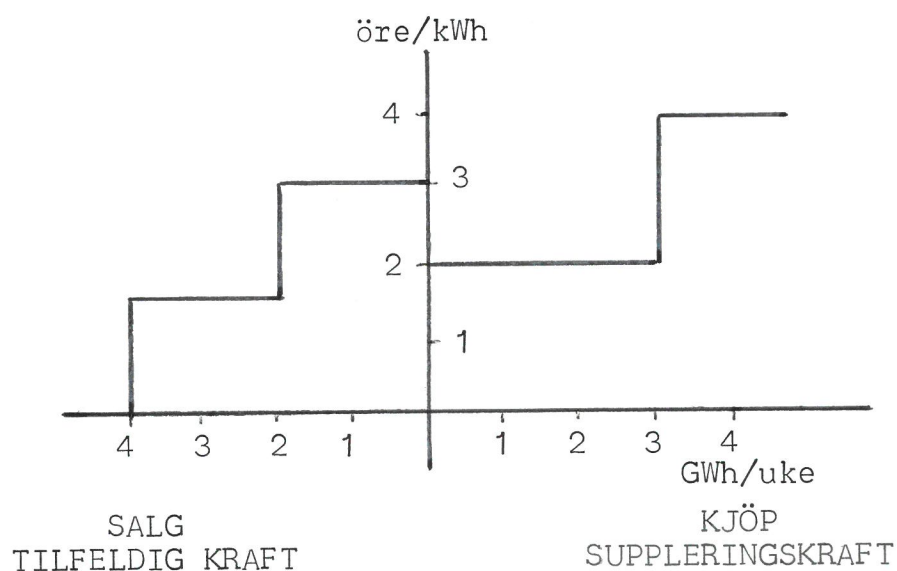


Fig. 5.3. Utsnitt av preferansefunksjon.

Betydningen av kraftverdien er illustrert i eksemplene nedenfor. I dette eksemplet er det forutsatt konstant virkningsgrad. I begge tilfelle er forutsatt en preferansefunksjon som vist i fig. 5.3.

Eks. 1. Elverkets magasiner er fulle. På tross av at stasjonene kjøres på fullt, får en overlöp. Fastkraften dekkes. Elverket selger tilfeldig kraft - 1.5 GWh/uke - til en pris av 3 öre/kWh. Mulighet for ytterligere levering foreligger, men maskinkapasiteten begrenser dette. Vannverdien er her null, mens kraftverdien (verdien av sist omsatte kWh) er 3 öre/kWh.

Eks. 2. Vannverdien er 1 öre/kWh. I dette tilfelle kan den økonomiske balanse være slik:

Kraftstasjonene kjører på maksimal effekt. Fastkraften dekkes. Elverket selger tilfeldig kraft - 2 GWh/uke - til en pris av 3 öre/kWh. Elverket kjøper suppleringskraft - 1 GWh/uke - til en pris av 2 öre/kWh. Ytterligere salg av tilfeldig kraft er ikke aktuelt, da dette bare betales med 1.5 öre/kWh og måtte dekkes ved ytterligere kjøp til 2 öre/kWh. Kraftverdien er i dette tilfelle 2 öre/kWh.

5.1.1.1 _I_n_t_r_o_d_u_k_s_j_o_n_ _a_v_ _b_e_g_r_e_p_e_t_ _v_a_n_n_v_e_r_d_i

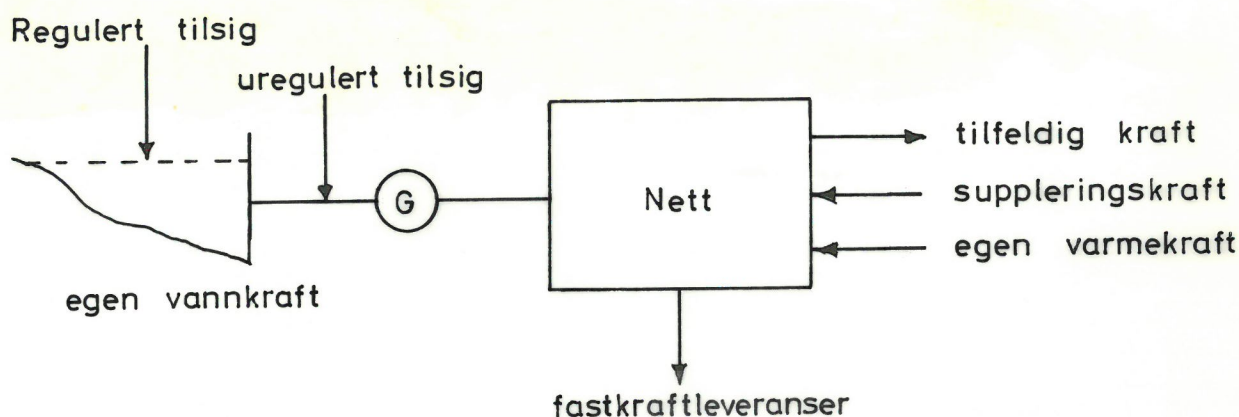


Fig. 5.4. Prinsipiell modell av det system som beskrivelsen av metoden knytter seg til (ett-systemmodellen).

Fig. 5.4 viser i prinsipp det systemet som beskrivelsen i dette og neste avsnitt knytter seg til. Alle stasjoner er slått sammen til en ekvivalentstasjon, og alle magasin er slått sammen til ett ekvivalentmagasin. Vi ønsker nå å drive dette systemet etter det kriterium som er valgt i avsnitt 3.3: "Målet for langtidsplanleggingen er å legge opp en strategi for driften, slik at en minimaliserer forventningsverdien av de samlede driftsavhengige utgiftene."

Vi forutsetter da at det foreligger en vurdering av hvordan markedsforholdene vil utvikle seg i det kommende året.

En marginalprisvurdering tilsvarende den som er vist i fig. 5.5, side 69, forutsettes satt opp for hver uke i ett til to år frem i tid. Når det gjelder utveksling av tilfeldig kraft med andre områder, vil prisene så lenge det er tale om vannkraft, i en viss grad være avhengige av tilsigsforholdene. Dette kan en ta hensyn til ved å bruke ulike markedsvurderinger avhengig av posisjonen i eget summagasin og evt. avhengig av forholdene i

de enkelte tilsigsalternativ. Vi forutsetter videre at det foreligger en prognose for fastkraften, slik at den er gitt i f.eks. GWh/uke for den tid undersøkelsen omfatter.

En har til enhver tid følgende valg: Skal vi produsere en kWh til eller skal vi beholde den i magasinet for fordelaktigere salg senere? Det riktige valget er avhengig av hvordan tilsiget blir i fremtiden. Dette kjenner vi ikke, men vi har en statistikk over tilsiget. Vi antar nå at den hydrologiske statistikk for en periode, f.eks. 30 år, er representativ for fremtiden. Vi antar videre at de forskjellige tilsigsårene opptrer uavhengig av hverandre, og at det ikke finnes noen lovmessighet fore rekkefølgen av gode og dårlige år. For enkelte perioder vil vi med kjennskap til snömagasin, grunnvannstilsig etc., kunne forutsi tilsiget. Dette spesialtilfellet er nærmere behandlet i avsnitt 5.4.2.

Ved et visst tidspunkt og et visst magasininnhold vil situasjonen være den at det vil være optimalt å kjøpe energi for å spare på magasinet, dersom prisen på den kraften som tilbys, ligger under en viss grense, f.eks. 2 öre/kWh. (Vi regner her for enkelhets skyld med midlere virkningsgrader for hele produksjons- og overføringssystemet). Tilsvarende vil det være optimalt å selge energi fra magasinet, dersom vi kan få solgt kraften til en pris over 2 öre/kWh. Dette innebærer en marginalverdivurdering av magasin vannet. Vi innfører nå begrepet vannverdi (eller marginal vannverdi). Vannverdien var i dette tilfelle 2 öre/kWh. (Alle priser er referert lastsentret).

Vi kan også si det slik at vannverdien er det utbytte en kan vente å få i fremtiden av en energimengde som en i dag ikke bruker, men lagrer i magasinet. Den oppsparte vannmengden kan senere komme til å renne over eller den kan komme til nytte for høy pris i en krisesituasjon, alt etter hvordan tilsiget utvikler seg.

Vi skal nå se litt på hvordan vi bruker vannverdiene, før vi går over til å se på hvordan de beregnes.

Venstre side av fig. 5.5 viser et eksempel på hvordan vannverdien for et magasinsystem ved et gitt tidspunkt varierer med magasinfyllingen. Kurven til høyre på fig. 5.5 viser marginalprisen for hhv. salg av tilfeldig kraft, kjøp av suppleringskraft, og reduksjon av fastkraftleveringen som funksjon av disponibel mengde. Tallverdiene må i denne figuren ikke tillegges for stor betydning. De gjelder bare under spesielle forutsetninger. Sammenligner vi vannverdikurven med den aktuelle kurve for kraftmarkedet, ser vi at på dette tidspunktet vil en ved magasinbeholdning over 70 % levere tilfeldig kraft til industri, selge til samkjøringen og levere kjelkraft til de aktuelle priser. Dersom magasinbeholdning er lavere enn 70 %, må kjelkraften kuttes ut, ved magasinbeholdning under 67 % er det ikke aktuelt å selge til samkjøringen, osv. Dersom magasinbeholdningen er under 64 %, er det aktuelt å kjøpe fra samkjøringen. Dersom magasinbeholdningen er under 53 % er det etter forutsetningene riktig å redusere leveringen til kraftkrevende industri. Går beholdningen under 50 %, setter en i gang frivillig sparing eller mild rasjonering av alminnelig forbruk.

Det er nødvendig å beregne en slik vannverdikurve for hvert intervall som undersøkelsen omfatter. Tidsrommet kan være fra ett til to år. Tapningsstrategien vil til enhver tid være gitt ved å sammenligne vannverdien med den aktuelle marginalprisen på kraftmarkedet.

Denne beskrivelsen er riktig under forutsetning av at vannkraften kan kjøres fritt. Dersom dette ikke er tilfellet, har vannverdien ingen betydning for driften. Beslutningen fattes i dette tilfelle på grunnlag av grensekostnaden for de disposisjoner en må gripe til på grunn av tvangssituasjonen, kfr. definisjon av kraftverdi, sidene 64 og 65.

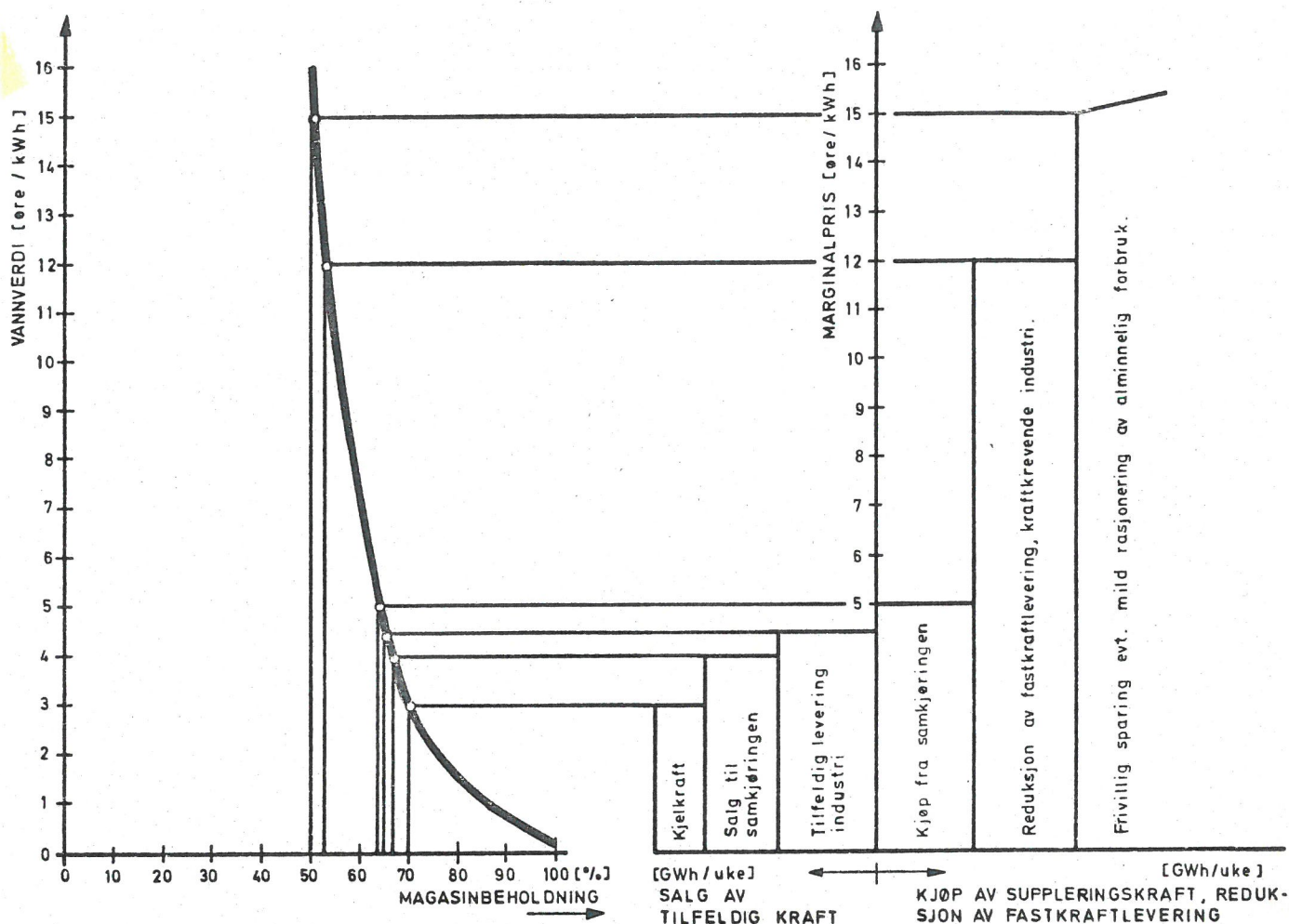


Fig. 5.5. Eksempel på vannverdikurve og marginalprisvurdering av kraftmarkedet.

Begge kurver gjelder for et gitt tidspunkt. Strategien for magasintappingen er gitt ved å sammenligne priskurven for kraftmarkedet med den aktuelle vannverdikurven.

Fig. 5.6 på neste side viser et eksempel på et vannverdi-magasin-tid-diagram. Kurven til venstre på fig. 5.5 representerer et "snitt" gjennom dette diagrammet ved tidspunktet 1. november.

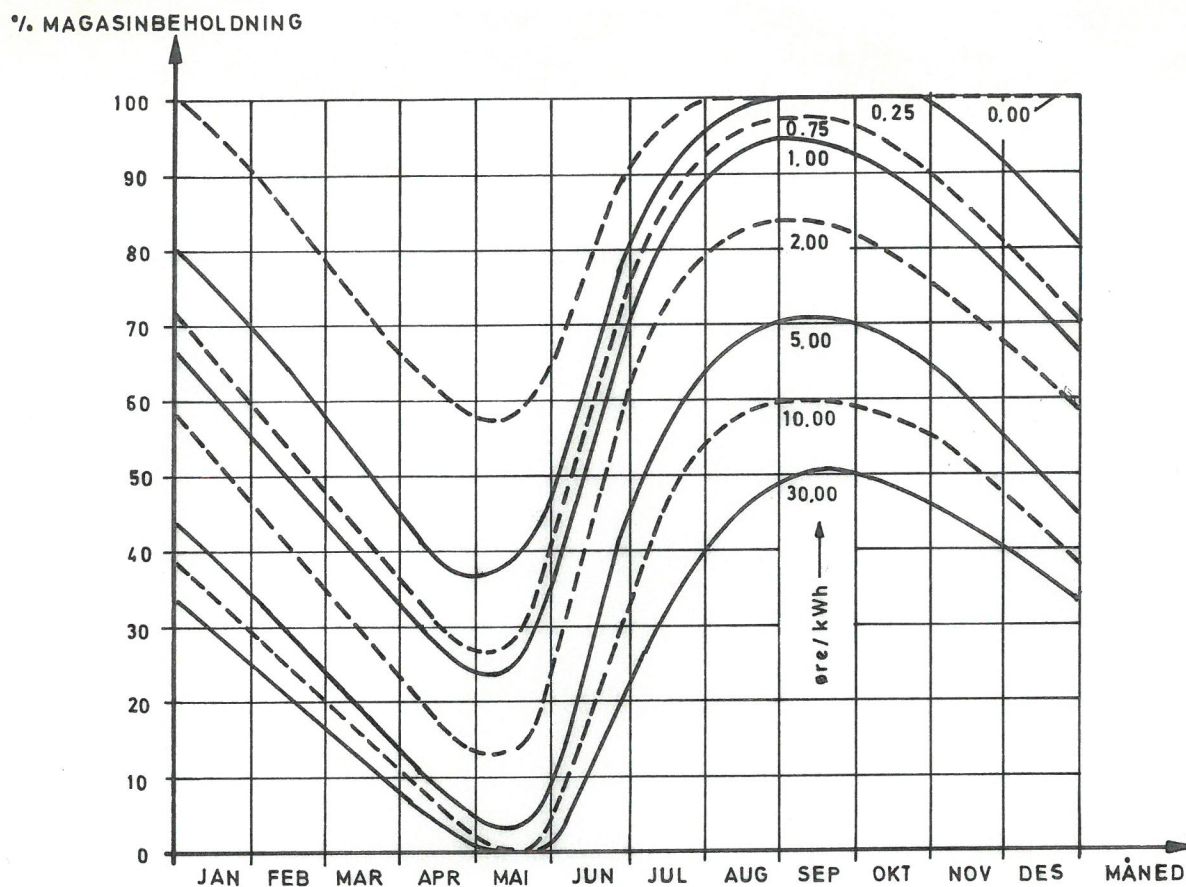


Fig. 5.6. Vannverdi-magasin-tid-diagram.

5.1.1.2 _Beregningssmetode

Vi skal nå se litt på hvordan beregning av vannverdier kan foregå. Det vil her bare bli gitt en oversikt over prinsippene ved beregningssmetoden. Det finnes en rekke varianter av metoden der detaljer utføres på ulike vis.

Første trinn er å anta vannverdikurver for hvert enkelt intervall i f.eks. 1 1/2 å frem i tiden. Det er å vanlig å regne med tidsoppløsning på 1 eller 2 uker. Det er gunstig av hensyn til beregningstiden at startverdiene gir et prinsipielt riktig

bilde. En anvender ofte resultatene fra en tidligere beregning. Dersom disse ikke foreligger, lar en gjerne startverdiene variere lineært fra null ved fullt magasin til tilsvarende dyreste rasjonering ved tomt magasin. Disse startverdiene vil så bli forbedret trinn for trinn.

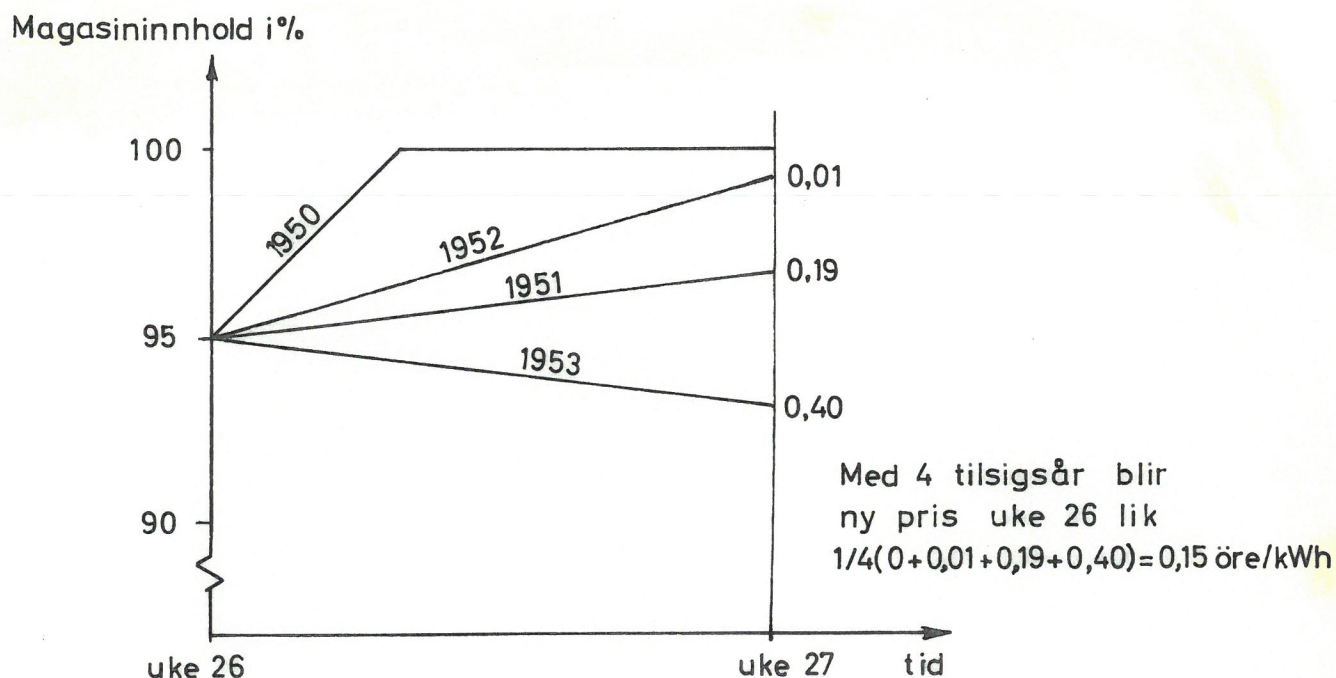


Fig. 5.7. Utsnitt av magasin-tid-diagrammet.
Eksempel på vannverdiberegning.

Flytdiagrammet på side 81 viser beregningsgangen i et vannverdiprogram. Logikken for beregning av vannverdien i et gitt punkt i magasin-tid-diagrammet vil bli illustrert med et eksempel der vi anvender fire tilsigsalternativ.

Fig. 5.7 viser et utsnitt av magasin-tid-diagrammet. Vi forutsetter at det foreligger en regel for verddivurdering av lagret magasin vann ved slutten av den aktuelle uke i form av funksjonen vannverdi i avhengighet av magasinbeholdning.

Vi skal nå beregne vannverdien (eller rettere: den forventede vannverdi) for begynnelsen av uke 26 for en magasinbeholdning på 95 %. Dette innebærer at vi skal legge opp en drift for uke 26 som tilfredsstiller kriteriet som ble stilt opp på side 44, dvs. en drift som minimaliserer forventningsverdien av summen av

- de driftsavhengige kostnader for uke 26
pluss
- reduksjon av lagerbeholdning.

Vi undersøker i første omgang hva som er optimal drift for hver av de fire tilsigsalternativ. Det er forutsatt at marginalprisen for suppleringskraften stiger med økende innkjøpt mengde, vi vet også at marginalverdien av den energi vi henter fra magasinet, stiger med økende mengde. De minimale kostnader får en når disse to marginalverdier er like, dvs. når marginalprisen for innkjøpt kraft er lik vannverdien på det magasinnivå en havner ved slutten av uken. Den optimale drift for dette tilsigsalternativ er entydig karakterisert ved denne vannverdien.

Beregningsgangen er nærmere beskrevet i det følgende.

Fra startpunktet simuleres driften en uke fremover for hvert enkelt tilsigsalternativ. Vi søker for hvert enkelt tilsigsalternativ å legge opp en drift som ville ha vært optimal i uke 26, dersom en kjente tilsiget på forhånd. Dersom vi ser på tilsigsalternativ 1952, søker vi i den aktuelle uken å legge opp driften slik at våre disposisjoner m.h.t. kraftutveksling stemmer overens med vannverdien som registreres ved ukens slutt, dvs. 0.01 öre/kWh. Problemet i "innerste loop" er altså å bestemme optimal vannkraftproduksjon i en gitt uke når tilsig og preferansefunksjon er kjent. Dette innebærer en iterasjonsprosess, idet driften søkes lagt opp etter en vannverdi som ikke er kjent før driftsresultatet for uken foreligger. Som første estimat anvendes gjerne en innlest startverdi som altså

er lik for samtlige tilsigsalternativ. Driften for gitt uke og tilsigsalternativ legges opp ved å sammenligne estimatet av vannverdien med preferansefunksjonen. Magasinbeholdning og vannverdi ved ukens slutt registreres. Dersom sistnevnte vannverdi gir de samme disposisjoner som estimatet, er den søkte løsning funnet, hvis ikke gjøres et nytt forsøk basert på registrert verdi ved ukeslutt. Eventuelt kan det bli aktuelt med en middelverdibetraktning for å sikre konvergens eller for å gjøre beregningen raskere.

Vi kan nå, før vi går videre med eksemplet i fig. 5.7, se litt på de spesielle forholdene en får dersom startpunktet ligger i nærheten av topp eller bunn på magasinet. Dersom simuleringen av driften viser at en får overlöp i løpet av uken, selv med fullt salg av tilfeldig kraft, settes vannverdien for det aktuelle tilsigsalternativ til null. Dersom simuleringen viser at en får tomt magasin i løpet av uken, settes vannverdien for dette tilsigsalternativ lik marginalomkostningen for den rasjonering som ble registrert. For de tilsigsalternativ der en ikke kommer bort i disse yttergrensene (fullt eller tomt magasin), legges driften innenfor uken opp slik at de disposisjonene som foretas m.h.t. utveksling av kraft, evt. rasjonering, stemmer overens med den vannverdien en havner på ved ukens slutt i det aktuelle tilsigsalternativ.

I eksemplet på fig. 5.7 (startpunkt uke 26 med 95 % magasinbeholdning) er det brukt 4 tilsigsalternativ. For alternativ 1950 registreres overlöp i løpet av perioden. For dette tilsigsåret ville det ha vært gunstigst å legge opp driften i uke 26 etter en vannverdi lik null. Dersom tilsiget blir som i 1953, ville det ha vært gunstigst å legge opp driften etter en vannverdi på 0.40 öre/kWh, osv.

Vi har nå for hvert av de mulige tilsigsalternativ lagt opp den drift for kommende uke som ville ha vært den økonomisk gunstigste. (Vi har tidligere forutsatt at vannverdikurvene for ukens slutt

var kjent). Den økonomisk riktige drift for et kjent tilsigsalternativ er karakterisert ved den vannverdi som denne drift gir ved ukens slutt. Det foreligger nå en rekke alternative vannverdier, i dette tilfelle fire, ett for hvert tilsigsalternativ. Hvordan skal vi nå bruke denne informasjonen videre?

Vi spiller altså nå mot naturen, trekkene er tilsig for motstanderen, kraftutveksling for oss, tilsvarende vannverdien for det bestemte tilsigsalternativ. I dette tilfelle har vi regnet med fire mulige trekk fra motstanderen (ett for hvert tilsigsalternativ). For hvert trekk foretar vi et optimalt mottrekk. Vi vet i alminnelighet ikke hvilket trekk motstanderen kommer til å velge. Hver verdi av tilsiget, som motsvarer motstanderens trekk, anses å ha lik sannsynlighet, nemlig $1/4$. (I enkelte perioder vil vi kunne forutsi motstanderens trekk. Dette tilfelle vil bli behandlet nærmere i avsnitt 5.1.3).

Det beste vi kan gjøre, er pr. definisjon (kfr. valg av kriterium, side 44) å beregne forventet verdi (dvs. aritmetisk middelvei) av de fire alternative vannverdiene. Dvs. vi veier alle med hensyn til deres egen sannsynlighet som er $1/4$, og adderer dem. Denne middelveien angir hvilket trekk som er optimalt. Den korrigerte vannverdien i fig. 5.7 for uke 26 med 95 % magasin blir 0.15 öre/kWh. Den nye forventete vannverdien for det gitte tidspunktet og magasininnholdet er basert på en tidligere antakelse av de forventete vannverdiene for uke 27, når en ser bort fra de tilsigsalternativ der en ved simulering av driften en uke frem berører yttergrensene av magasinet. Vannverdiene for årene som berører yttergrensene av magasinet, er uavhengige av den nevnte antakelsen for uke 27. Innflytelsen av disse grenseverdiene vil medføre at den nye forventete vannverdien vil representere en forbedret antakelse.

I fremstillingen foran simuleres driften en uke frem for hvert enkelt tilsigsalternativ ved korrigerende av forventet vannverdi i et gitt magasinpunkt. En alternativ fremgangsmåte er illustrert i fig. 5.8. I dette eksemplet er driften simulert 6 uker frem i tid, vannverdien registreres ved slutten av hver uke for hvert tilsigsalternativ. Forventet vannverdi i startpunktet beregnes gjerne som aritmetisk middelværdi av samtlige registreringer (i dette tilfelle 24). Men alternative beregningsmåter anvendes også.

Ytterligere en variant har vært anvendt ved beregningene i "innerste loop" i vannverdiprogrammet. Når driften i en uke skal fastlegges ut fra gitt startpunkt i magasinet og gitt tilsig, bestemmes kraftutvekslingen på grunnlag av vannverdien som leses av startpunktet. (Ved beskrivelsen foran blir kraftutvekslingen avpasset etter den vannverdi som registreres ved ukens slutt. Anvendelse av sist nevnte variant betyr at iterasjonsprosessen i innerste loop sløyfes. Med "innerste loop" eller "innerste sløyfe" mener vi sløyfen som består av blokkene 5 og 6 (regnet ovenfra) i fig. 5.11, side 81).

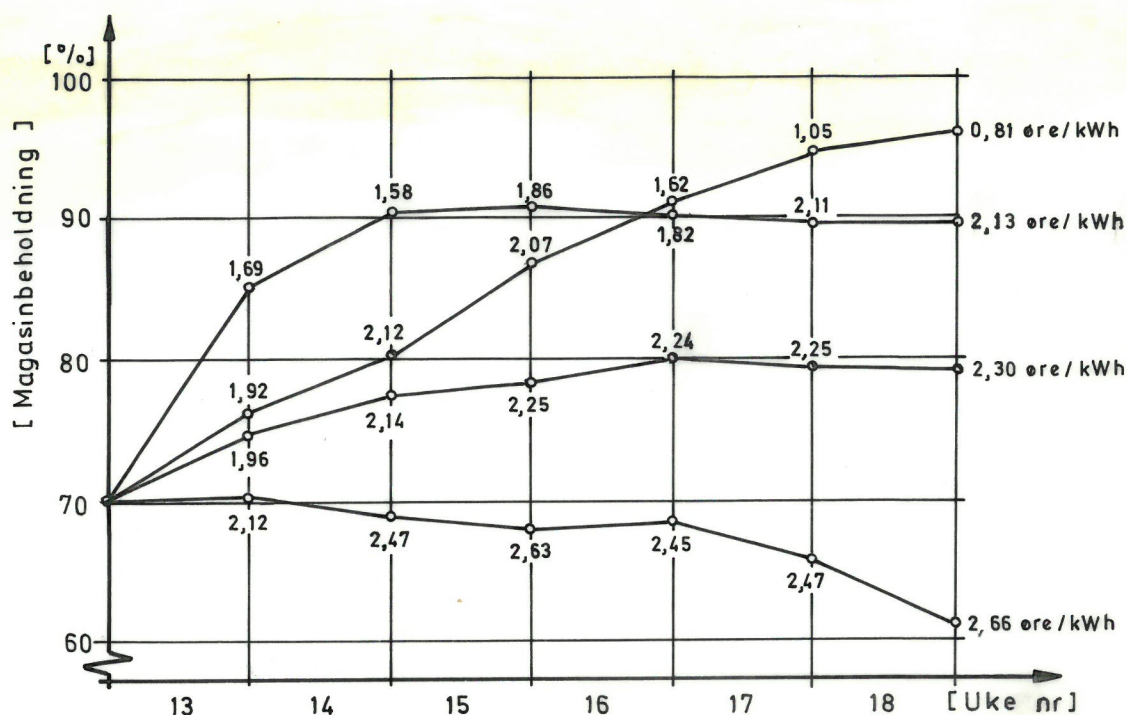


Fig. 5.8. Illustrasjon av alternativ prosedyre for beregning av vannverdi i innerste loop.

Vannverdien som funksjon av magasinbeholdning forutsettes kjent ved starten av ukene 14, 15, 16, 17 og 18.

Med 4 tilsigsalternativ og 6 steg blir forventet vannverdi ved 70 % magasin ved starten av uke 13:

$$\begin{aligned} \mathcal{H} = & (1.69 + 1.58 + 1.86 + 1.82 + 2.11 + 2.13 \\ & + 1.92 + 2.12 + 2.07 + 1.62 + 1.05 + 0.81 \\ & + 1.96 + 2.14 + 2.25 + 2.24 + 2.25 + 2.30 \\ & + 2.12 + 2.47 + 2.63 + 2.45 + 2.47 + 2.66) \times \frac{1}{4.6} = 2.03 \text{ öre/kWh} \end{aligned}$$

eller ved en annen fremgangsmåte som også har vært anvendt:

$$\mathcal{H} = (0.81 + 2.13 + 2.30 + 2.66) \times \frac{1}{4} = 1.96 \text{ öre/kWh}$$

I det foregående er beskrevet hvordan vannverdien ved gitt tidspunkt og magasinbeholdning kan beregnes når vannverdien som funksjon av magasinbeholdning en uke (eller flere uker) frem i tid er kjent.

Vi forutsetter nå at slutttilstanden, dvs. vannverdien som funksjon av magasinbeholdning i uke N, dvs. ved slutten av analyseperioden, er spesifisert. Slutttilstanden kan ligge ett eller flere år frem i tid. Jo lenger frem i tid vi ser, jo mindre vil denne usikre forutsetningen påvirke resultatet i det tidsområde som er interessant for driften. Vi starter beregningen i uke N-1 og beregner vannverdien punkt for punkt nedover i magasinet, se fig. 5.9. Spranget i magasinet kan være f.eks. 2 %. Kravet m.h.t. avstand mellom magasinpunktene er avhengig av bl.a. den tidsoppløsning som anvendes. Ved å gå baklengs gjennom året oppnår en ved korrigering av vannverdien i et punkt å dra nytte av forbedringer som tidligere er foretatt lengre frem i tid. De nye verdiene vi får, blir stadig bedre jo lengre denne prosessen får virke. Når beregningene er foretatt tilstrekkelig langt bakover i tid, vil virkningen av forholdene ved övre og nedre magasingrense ha forplantet seg innover i magasinet, slik at de korrigerte verdier er uavhengige av den opprinnelige antakelse.

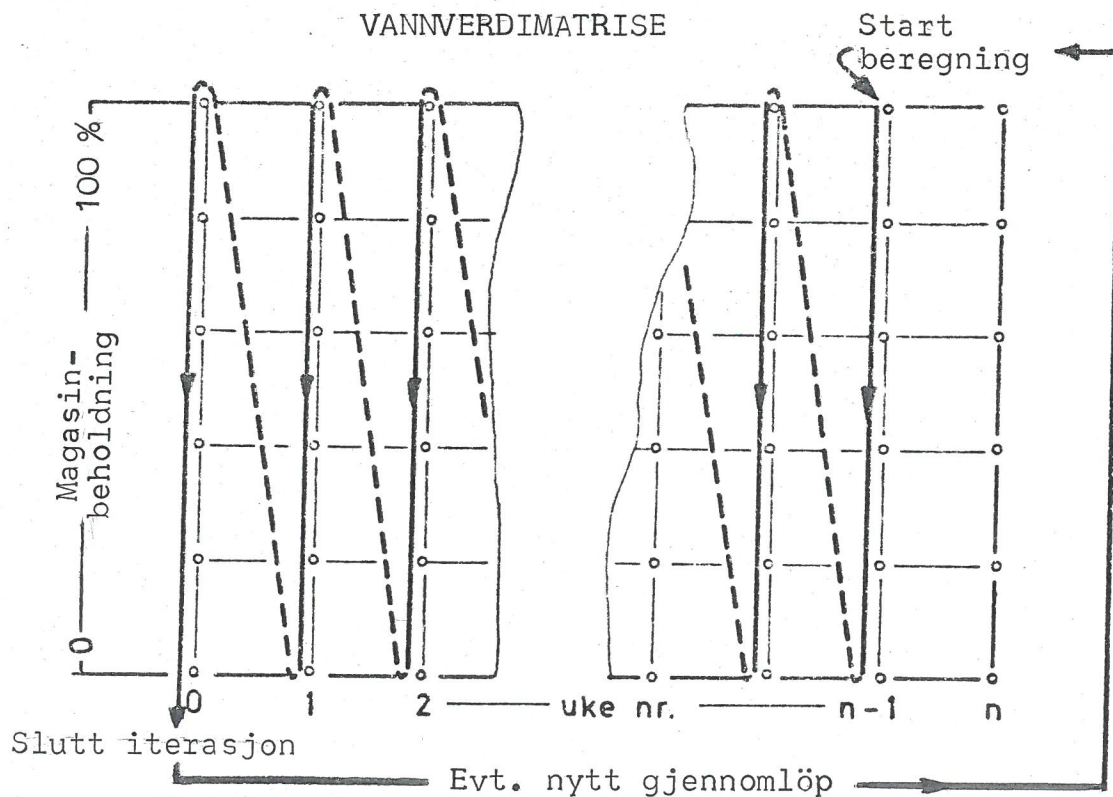


Fig. 5.9. Beregningsgang ved korreksjon av vannverdimatrisen.

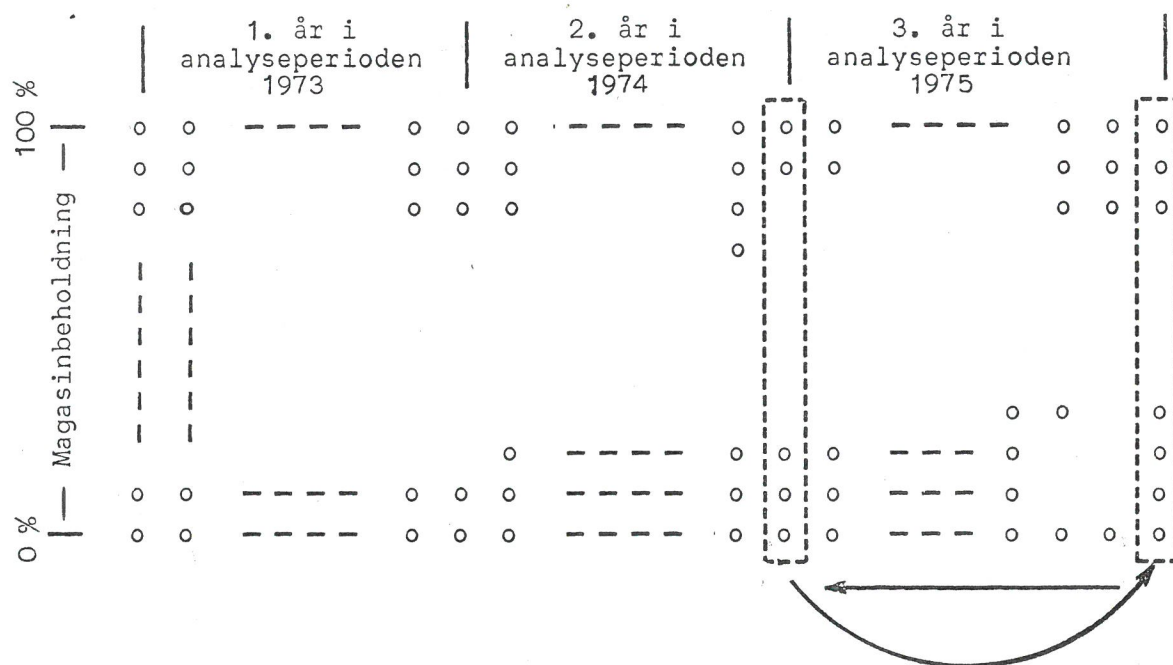


Fig. 5.10. Utskifting av søyle i vannverdi-magasin-tid-matrisen for forbedring av forutsetningen m.h.t. vannverdiene i uke N, dvs. ved slutten av analyseperioden.

Fremgangsmåten innebærer at en forutsetter at kraftkilder og forbruk ikke endrer seg videre frem i tid i forhold til situasjonen i siste år i analyseperioden.

Det er ofte rimelig å anta at vannverdien varierer cyklisk over året. Vannverdimatrisen for et år gjennomløpes da flere ganger. Før et nytt gjennomløp startes, settes søylene i vannverdi-matrisen som tilsvarende de siste ukene, lik de som ligger et år forut i tid. Dette er ikke aktuelt dersom sammensetningen av systemet av kraftkilder og forbrukere i løpet av analyseperioden endrer karakter, dvs. leveringssikkerheten endres, nye typer kraftverk kommer inn i bildet, markedet for tilfeldig kraft utvides, etc.

I det siste tilfelle bør analyseperioden forlenges, slik at de antatte vannverdier ved slutten av analyseperioden ikke påvirker vannverdiene i det interessante område. En aktuell fremgangsmåte er illustrert i fig. 5.10.

Denne iterasjonsprosessen lar vi virke inntil verdiene har stabilisert seg. Vi har da fått et sett med vannverdikurver som er uavhengige av den opprinnelige antakelse. Oppgaven er nå for så vidt løst i og med at strategien for driften vil være gitt ved at en til enhver tid sammenlikner den aktuelle vannverdi med de aktuelle kraftprisene.

I eksemplet foran har vi regnet med fire tilsigsalternativ. Dette er et for dårlig statistisk underlag. En baserer gjerne beregningene på en 30-årsstatistikk.

Beregning av vannverdien i et gitt magasinpunkt foregår som tidligere beskrevet på side 72, ved at en for hvert enkelt av et visst antall tilsigsår (n) beregner et tilsvarende antall alternative vannverdier, f.eks.::

$$k_1, k_2, \dots k_n$$

Sannsynligheten for de enkelte utfall er:

$$f_1, f_2, \dots f_n, \text{ der } \sum_{i=1}^n f_i = 1$$

Den søkte (forventete) vannverdi blir da:

$$K = f_1 \cdot k_1 + f_2 \cdot k_2 + \dots + f_n \cdot k_n$$

Så lenge det ikke foreligger tilsigsprognoser, tillegger en vanligvis alle alternativ lik sannsynlighet, dvs. $f_1 = f_2 = \dots = f_n$. For å spare regnetid kan en dele inn de enkelte tilsigsalternativ i grupper, hver gruppe blir m.h.t. tilsigets størrelse representert med middelverdien og får en sannsynlighet gitt av antall alternativ som blir plassert i vedkommende gruppe.

Når vannverdikurvene er beregnet, er det ved hjelp av data-maskinen forholdsvis raskt gjort å foreta en simulering av driften, slik at en kan få se hvordan forholdene vil utvikle seg kommende år under ulike tilsigsforhold.

Når uttrykket "vannverdi" er nevnt tidligere i dette avsnittet, er ment "vannverdien referert lastsentret". Det er tidligere for enkelhets skyld regnet med at virkningsgraden for kraftstasjon med overføring er konstant og lik midlere virkningsgrad. Denne forutsetningen fører til at marginalverdien av kraften i lastsentret tilsynelatende blir uavhengig av avgitt effekt. Dette kan være tilstrekkelig riktig for et større samkjøringsområde der en ved hjelp av intermitterende drift av de enkelte aggregatene kan holde virkningsgraden for hele produksjonssystemet konstant over størsteparten av driftsområdet. I flere tilfelle kan det være begrunnet å ta hensyn til at virkningsgraden ikke er konstant. Av dette følger at marginalverdien av kraften referert lastsentret vil være en funksjon av avgitt effekt.

Setter vi:

- N - natureffekt (effekt ref. 100 % virkningsgrad)
- P - avgitt elektrisk effekt i lastsentret
- F - sum tap fra magasin til lastsenter
- \mathcal{K}_M - vannverdi referert magasin
- \mathcal{K}_L - vannverdi eller marginalverdi av kraften referert lastsentret,

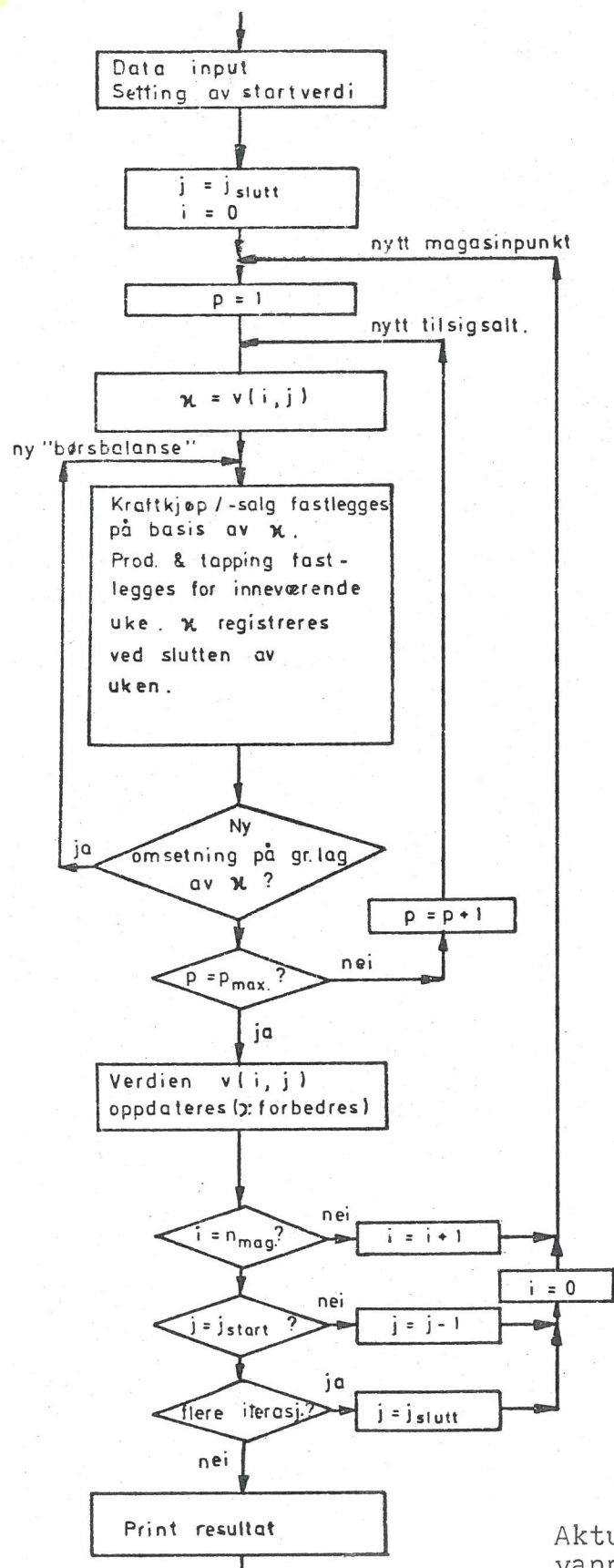
får vi:

$$N = P + F, \text{ herav } \frac{\Delta N}{\Delta P} = 1 + \frac{\Delta F}{\Delta P}$$

$$\text{videre har vi at } \Delta N \cdot \mathcal{K}_M = \Delta P \cdot \mathcal{K}_L$$

$$\text{Dette gir: } \mathcal{K}_L = \mathcal{K}_M \cdot \frac{\Delta N}{\Delta P} = \mathcal{K}_M \left(1 + \frac{\Delta F}{\Delta P}\right)$$

Kommentarer



: Startverdier "fylles" i V()

: j er index som angir ukenr.

: i er index som angir magasinpkt.

: p er index for tilsigsalternativ

: V() er vannverdimatrise. x er antatt vannverdi ved slutten av uken; som første estimat nyttes verdien ved ukens begynnelse.

: Tapning fra magasin bestemmes på grunnlag av x , ureg. og reg. tilløp for uke j, og markedsbeskrivelsen for inneværende uke. Mag.beholdning og x registreres ved slutten av uken.

: Omsetningen i løpet av uken skal stemme med registrert verdi av x ved ukesslutt.

: Nytt tilsigsalternativ?

: Forbedret verdi av V(i,j) beregnes som middelverdi av alle x ved ukesslutt. Hvert tilsigsalt. p gir én verdi av x .

: Nytt magasinpunkt for gitt j.

: Beregning for ny uke.

: Ny iterasjon.

Aktuell logikk for beregning av vannverdier, ett-systemmodell.

Fig. 5.11.

5.1.1.3 -- Beregninger ved hjelp av utvidet ett-systemmodell.

Både den kompakte og utvidete ett-systemmodell er kjenntegnet ved at vannverdien beregnes som funksjon av sum magasinbeholdning i det aktuelle kraftsystem.

Betegnelsen utvidet ett-systemmodell er valgt for en gruppe modeller der produksjonssystemet er representert noe mere detaljert enn ved den kompakte ett-systemmodell. Korreksjon av vannverdien for totalmagasinet for gitt tidspunkt og magasinbeholdning foregår i prinsippet som beskrevet i det foregående avsnitt 5.1.1.2 når det gjelder ønsket sum vannkraftproduksjon. Den detaljerte modell kommer inn i bildet når mulig vannkraftproduksjon bestemmes (tapperestriksjoner og nedtappede magasin kan medføre effektsvikt), og når en skal bestemme hvilken reduksjon i den samlede magasinbeholdning den resulterende produksjon medfører. Ved bruk av den detaljerte modell i innerste sløyfe i vannverdiprogrammet må en forutsette at den foreligger en regel for hvordan magasinbeholdningen er fordelt på de enkelte magasin. Dette er løst på ulike måter i de enkelte program. En kan f.eks. forutsette at en til enhver tid har lik flomrisiko og lik tomkjøringsrisiko i de enkelte magasin. En annen mulighet er å fastkegge typisk fordeling på grunnlag av simulering over en rekke år med en detaljert modell.

5.1.2 Vannverdiberegninger ved to-systemmodellen

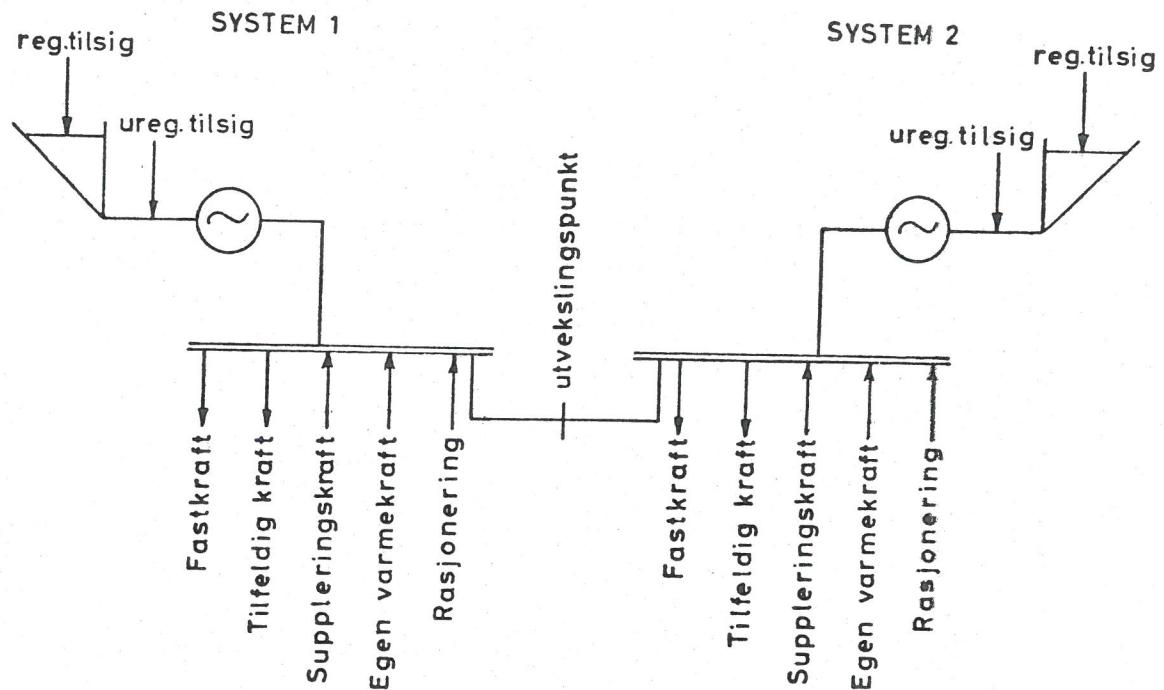


Fig. 5.12. To-systemmodell.

Fig. 5.12 viser to-systemmodellen som i prinsippet er to ett-systemmodeller som er koplet sammen elektrisk med en overføring med begrenset kapasitet.

Her beregnes ett sett med vannverdikurver for hvert enkelt system. Disse vannverdiene vil ikke bare være en funksjon av magasininnholdet i eget system, men de vil også være en funksjon av magasininnholdet i det andre systemet.

$$\begin{aligned} \mathcal{H}_1 &= \mathcal{H}_1 (M_1, M_2, t) \\ \mathcal{H}_2 &= \mathcal{H}_2 (M_1, M_2, t) \end{aligned}$$

- \mathcal{H}_1 : vannverdi i system 1
- \mathcal{H}_2 : vannverdi i system 2
- M_1 : magasinbeholdning i system 1
- M_2 : magasinbeholdning i system 2
- t : tiden

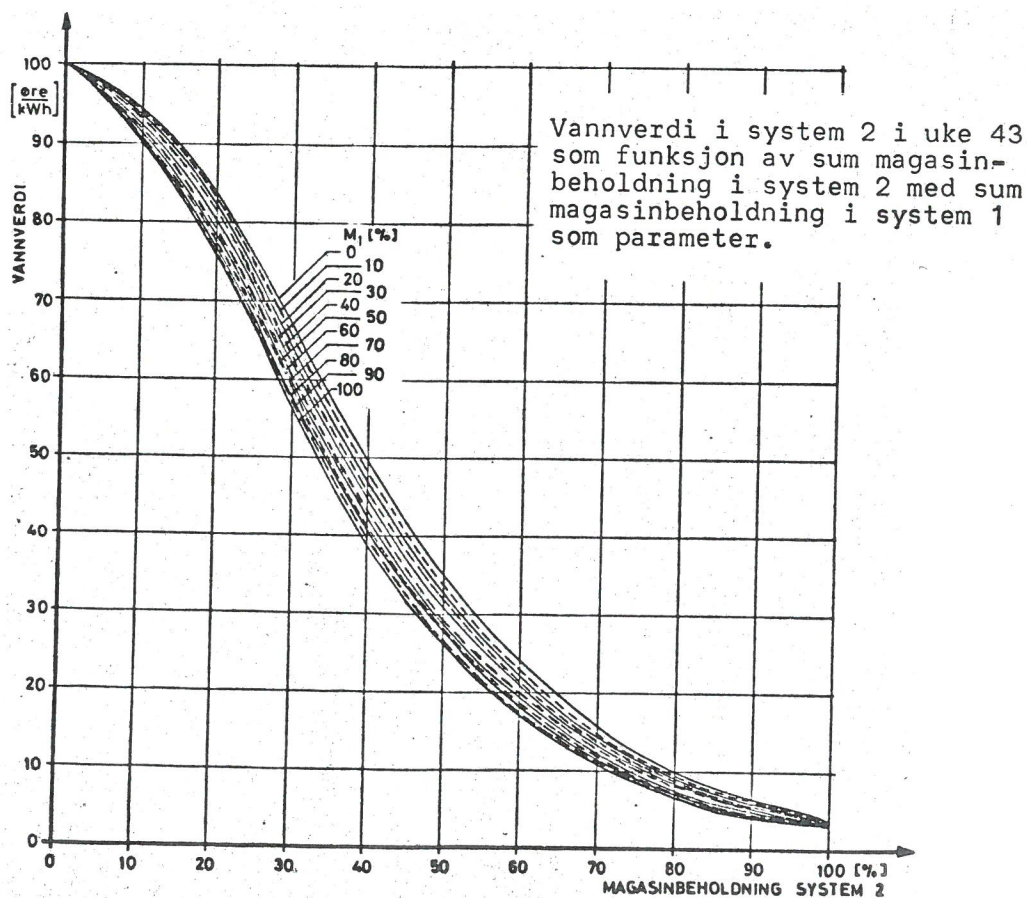
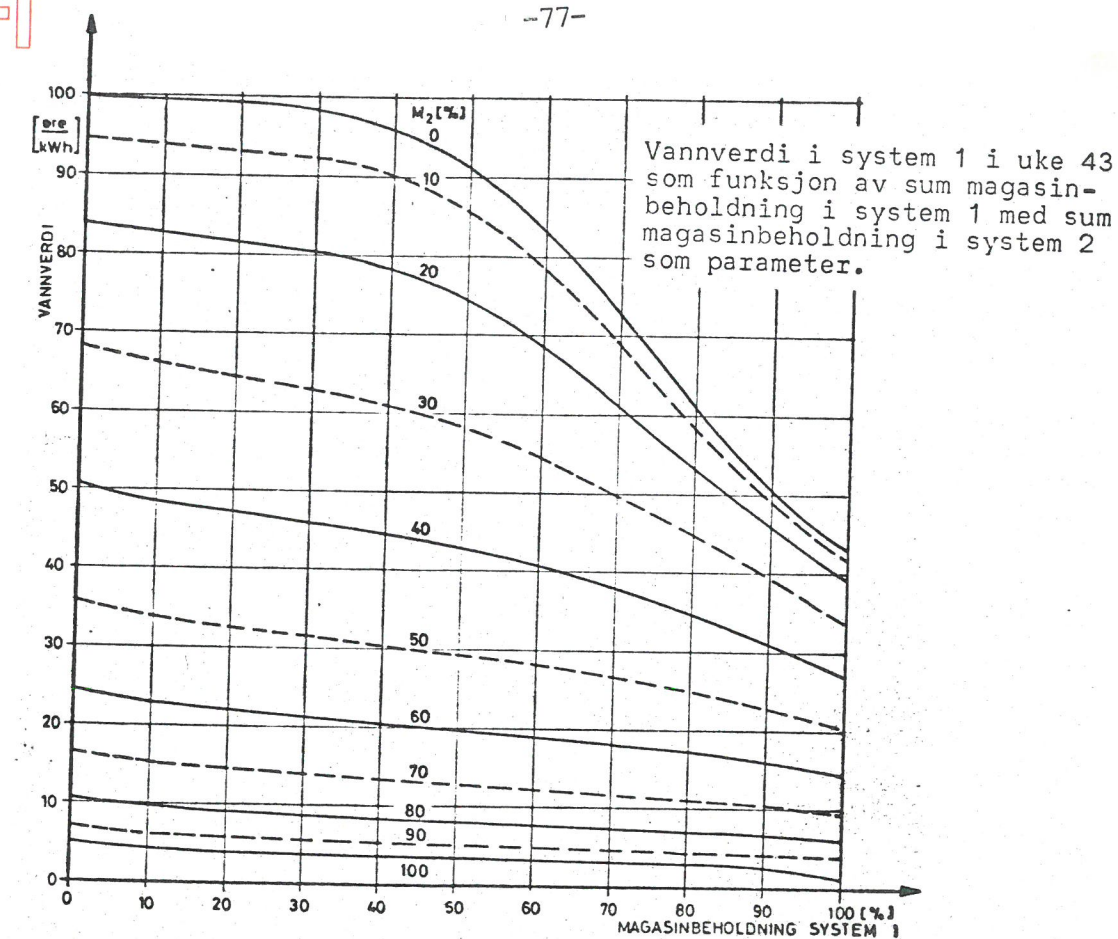


Fig. 5.13. Eksempel på vannverdikurver beregnet ved hjelp av en to-systemmodell. De viktigste data for de to systemene er vist i tabell 5.1 på side 86.

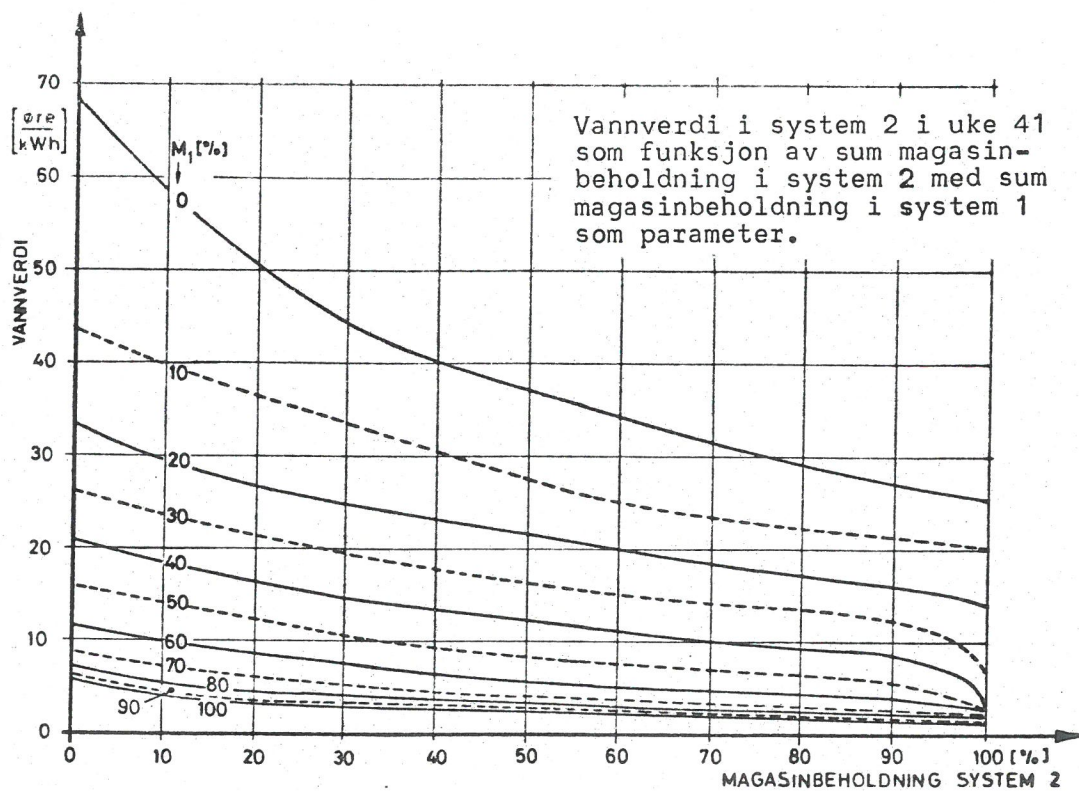
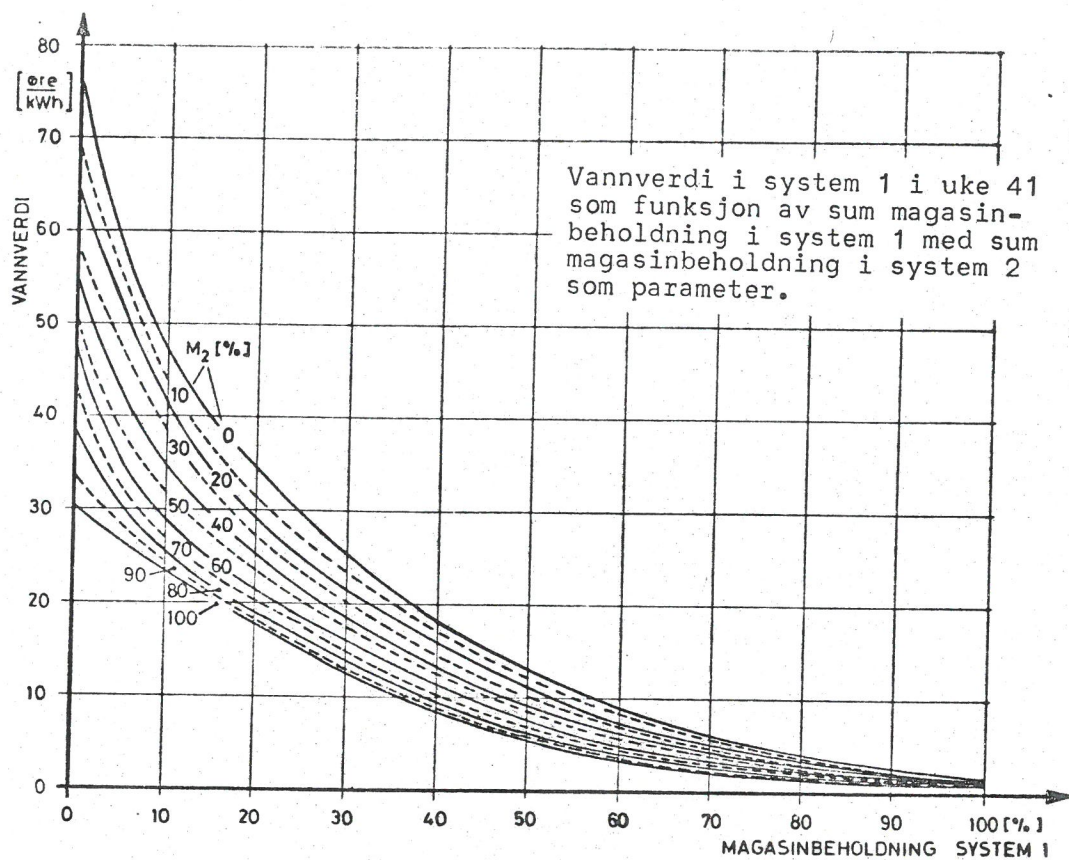


Fig. 5.14. Eksempel på vannverdikurver beregnet ved hjelp av en to-systemmodell. De viktigste data for de to systemene er vist i tabell 5.2 på side 86.

Tabell 5.1.

DATA FOR DE TO SYSTEM DET REFERERES TIL I FIG. 5.13.

		System 1	System 2
Fastkraftteterspørsel	[GWh/år]	1337	16023
Midlere regulert tilsig	[GWh/år]	1032	17605
Midlere uregulert tilsig	[GWh/år]	405	2639
Sum tilsig	[GWh/år]	1437	20244
Övre magasingrense	[GWh]	927	12736
Overføringsevne på forbindelsen til det annet system	[GWh/uke]	35	35
Maks. produksjonsevne i eget vannkraftsystem	[GWh/uke]	61	467
Reguleringsgrad (magasin/sum tilsig)		0.65	0.63
Sum tilsig/fastkraft		1.07	1.26
Uregulert tilsig/regulert tilsig		0.39	0.15

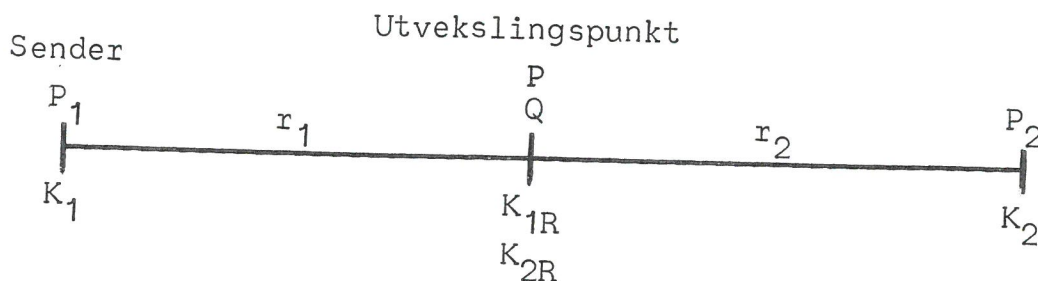
Tabell 5.2.

DATA FOR DE TO SYSTEM DET REFERERES TIL I FIG. 5.14.

		System 1	System 2
Fastkraftteterspørsel	[GWh/år]	655	704
Midlere regulert tilsig	[GWh/år]	770	261
Midlere uregulert tilsig	[GWh/år]	17	387
Sum tilsig	[GWh/år]	787	648
Övre magasingrense	[GWh]	765	162
Overføringsevne på forbindelsen til det annet system	[GWh/uke]	35	35
Maks. produksjonsevne i eget vannkraftsystem	[GWh/uke]	32	29
Reguleringsgrad (magasin/sum tilsig)		0.97	0.25
Sum tilsig/fastkraft		1.2	0.92
Uregulert tilsig/regulert tilsig		0.02	1.48

Figurene 5.13 og 5.14 viser resultatene fra en beregning med to-systemmodellen. Her er for hvert system vist hvordan vannverdien i eget system ved et gitt tidspunkt varierer i avhengighet av magasinbeholdningene i de to systemene. Dersom det ikke forekommer restriksjoner, vil kraftverdiene K_1 og K_2 være lik de tilsvarende vannverdier (kfr. definisjon av kraftverdi, side 63). Salg av tilfeldig kraft innen eget område, utveksling med andre områder enn de som er representert i modellen samt leveringsinnskrenkning bestemmes for hvert enkelt system, slik som tidligere beskrevet for ett-systemmodellen. Retningen på utvekslingen mellom de to system vil være gitt, idet en vil overføre kraft fra systemet med laveste kraftverdi til systemet med den høyeste kraftverdi. Det står nå igjen å bestemme størrelsen på utvekslingen.

De kraftverdiene som tidligere er nevnt, K_1 og K_2 , er referert hvert sitt lastsentrum. For å bestemme utvekslingen tenker en seg de to kraftverdiene referert til et felles referansepunkt, dvs. utvekslingspunktet.



- r_1 ohmsk motstand mellom senderende og utvekslingspunkt
- r_2 "- "- "- mottakerende og "-
- K_1 kraftverdi referert selgers lastsenter
- K_2 "- "- kjöpers "-
- K_{1R} selgers kraftverdi referert utvekslingspunkt
- K_{2R} kjøpers "- "- "-
- U spenning i utvekslingspunkt
- P utvekslingseffekt
- F_1 tap fra senderende til utvekslingspunkt
- F_2 tap fra utvekslingspunkt til mottakerende.

Ser en på forholdene ved en overføring med forhold som illustrert på foregående side, finner en (kfr. side 80) :

$$K_{1R} = K_1 \left(1 + \frac{\delta F_1}{\delta P}\right) (1 + \epsilon_1) = K_1 \left(1 + \frac{2r_1}{U^2} P\right) (1 + \epsilon_1) \quad (1)$$

$$K_{2R} = K_2 \left(1 - \frac{\delta F_2}{\delta P}\right) (1 - \epsilon_2) = K_2 \left(1 - \frac{2r_2}{U^2} P\right) (1 - \epsilon_2) \quad (2)$$

$$K_{1R} = K_{2R}$$

Det er her forutsatt at den reaktive effekten ikke er påvirket av den aktive effekten på overføringen.

Vi ser at tapene virker bremsende på overføringen. Videre vil det erfaringsmessig være en mer eller mindre begrunnet uvilje mot å utveksle dersom det ikke åpenbart lønnsomt. Denne uviljen er representert ved verdiene ϵ_1 og ϵ_2 .

Vi ser at disse bremsevirkningene kommer inn ved at den laveste kraftverdi korrigeres opp og den høyeste korrigeres ned. Det settes inn akkurat så mye utvekslingskraft at de to kraftverdiene referert til utvekslingspunktet blir like (likn. 3). Ut fra likningssettet bestemmes overført effekt P. Dersom denne er større enn overføringsevnen for linjen, settes overført kraft lik overføringsevnen.

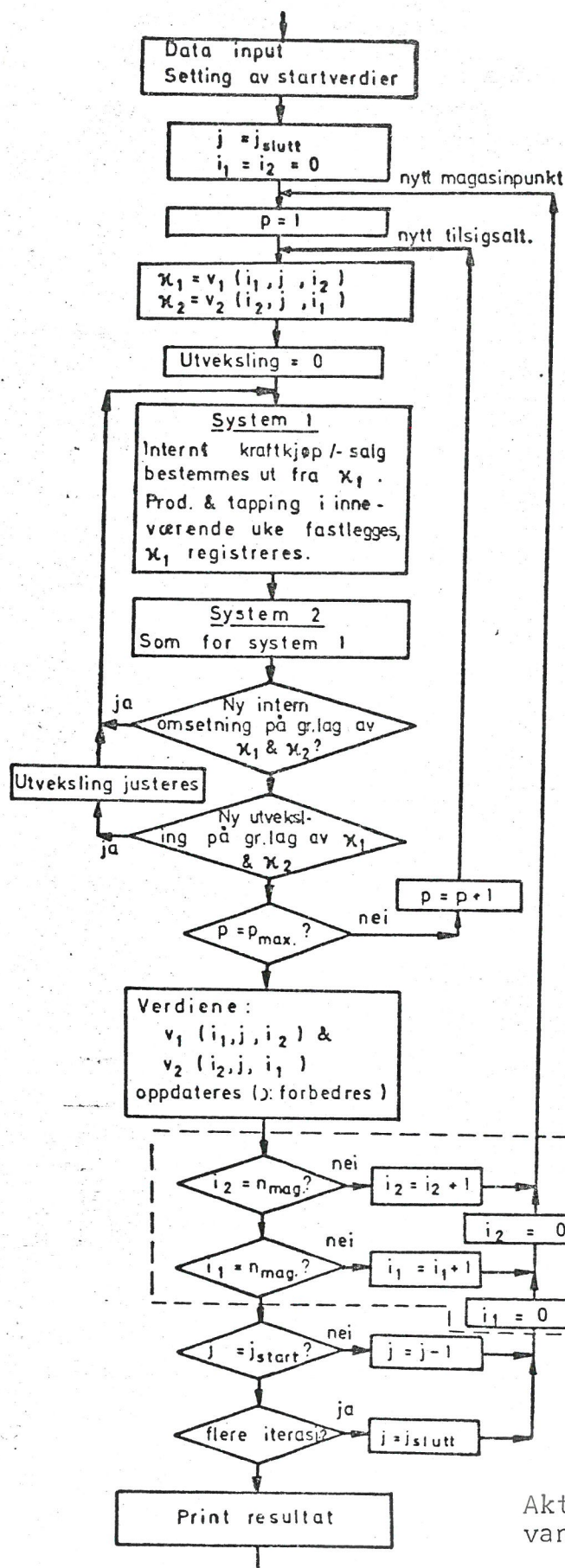
Det kan også forekomme tilfelle der forbindelsen mellom de to systemene skjer over sentralnettets. Sentralnettets regler for beregning av overføringsavgift og tap må da komme frem når kraftverdiene for de to system skal sammenlignes og utvekslingen fastlegges.

Ved betraktningene foran har en bestemt utvekslingen innen et intervall på grunnlag av kraftverdiene ved intervallets begynnelse. Det forutsettes altså her at endringene i vannverdiene i løpet av intervallet er neglisjerbare. Denne betraktningen kan føre til at en kan få sterke variasjoner i overføringen fra intervall til intervall. Dette vil i praksis være lite ønskelig. Her vil en prognosere tilsiget i f.eks. en uke frem i tid og ut fra dette legge opp en drift som tilstreber like kraftverdien i de to systemene ved slutten av den uken driften planlegges for. Like kraftverdier ved starten av uken betyr derfor ikke uten videre at overføringen bør være lik null.

Beregningene av vannverdikurvene ved to-systemmodellen foregår på tilsvarende vis som ved ett-systemmodellen. En regner også her baklengs i tid. Med gitte vannverdier for slutten av uke n beregnes vannverdiene ved slutten av uke $n-1$ ved at datamaskinen for enhver valgt kombinasjon av magasininnhold optimaliserer driften for hvert tilsigsalternativ. Produksjonen i hvert system og kraftutvekslingen mellom systemene optimaliseres. Vannverdien ved slutten av uke $n-1$ for den gitte kombinasjon av magasininnhold beregnes som ved ett-systemmodellen som forventningsverdien av de vannverdier som karakteriserer driften i den enkelte tilsigsalternativ i uke n .

For å spesifisere aktuell vannverdi i respektive system kreves tre koordinatangivelser, tidspunkt, posisjon i eget magasin og posisjon i det andre magasin. Mens ett-systemmodellen krever beregning av $52 \cdot 11 = 572$ vannverdier pr. år, krever to-systemmodellen beregning av $2(52 \cdot 11 \cdot 11) = 12584$ verdier pr. år. Dette under forutsetning av at magasinet inndeles i trinn på 10 %.

Et blokk-diagram som viser beregningsgangen, er gjengitt i fig. 5.15 på neste side.



Kommentarer.

: Startverdien "fylles" i
 $V_1()$ og $V_2()$

```

: j er index som angir ukenr.
: i1 er index for magasinpkt. 1
  mag.1, i2 tilsv. for mag.2.

```

: p er index for tilsigsalt.

: $V_1(\cdot)$ og $V_2(\cdot)$ er vannverdimatriser for resp. system.
 \mathcal{K}_1 og \mathcal{K}_2 er antatt kraftverdi ved slutten av uken.
 Som første estimat nyttes vannverdien ved ukens begynnelse.

: Tapning fra magasin bestemmes på gr.lag av \mathcal{L}_1 , ureg. og reg. tillöp för uke j, og markedsbeskrivelsen for aktuell uke. Mag.beholdning og \mathcal{L}_1 registreres ved slutten av uken.

: Omsetningen i løpet av uken skal stemme med registrert verdi av \mathcal{L} ved ukesslutt.

- : Utvekslingen i løpet av uken skal stemme med registrerte verdier av *2c* ved ukeslutt.

: Nytt tilsigsalternativ?

: Forbedret verdi av $V_1(i_1, j, i_2)$ beregnes som middelverdi av alle \mathcal{X}_1 ved ukeslutt. Hvert tilsigsalt. p gir en verdi av \mathcal{X}_1 . Tilsv. for $V_2(i_2, j, i_1)$.

```

|: Logikk for permutering av
| kombinasjoner av magasin-
| innhold for gitt uke j.

```

: Beregning for ny uke.

: Ny iterasjon.

Aktuell logikk for beregning av vannverdier, to-systemmodell.

Fig. 5.15.

5.1.3 Praktisk bruk av vannverdiberegninger.

Praktisk bruk av vannverdiberegninger er beskrevet i en egen rapport: EFI-TR nr. 1671: "Driftsplanlegging. Eksempler på problemformuleringer og -løsninger". Denne inngår som vedlegg til komiteens rapport. Rapporten, EFI-TR nr. 1671, behandler datagrunnlaget, tilrettelegging av inngangsdata, etablering av modellen, og viser også noen eksempler på gjennomførte beregninger.

En oversikt over problemløsningen er vist i fig. 5.2, side 62. Ved de rutinemessige beregninger (se fig. 5.16) som foreslås gjennomført hver eller hver annen uke, foretas en kontroll av fastkraftprognosen og markedsvurderingen. Dersom denne kontrollen fører til endringer i forutsetningene, gjennomføres en ny vannverdiberegning. På grunnlag av enten en tidligere beregnet vannverdimatrise, som er lagret, eller en ny vannverdiberegning gjennomføres en driftssimulering ut fra de aktuelle magasinbeholdninger, slik at en får en oversikt over hvordan situasjonen kan utvikle seg videre i sesongen under ulike tilsigsforhold. Ved inspeksjon av simuleringsresultatene kan en også få et inntrykk av hvorvidt modellen stemmer overens med det fysikalske system og at de kriterier som anvendes ved beregningene, stemmer overens med driftsledelsens oppfatning av hva som er optimal drift.

Ved anvendelse av ett-systemmodellen for et elverk representeres det ytre system, dvs. resten av det samkjørende system, ved hjelp av spesielle trinn i preferansefunksjonen. Disse kan variere i avhengighet av tid, magasinbeholdning og tilsigsalternativ. Avhengig av hvordan elverket formulerer problemet, kan det være ønskelig med en mere detaljert representasjon av det ytre system. En mulighet foreligger her i bruken av en to-systemmodell ved vannverdiberegningene. I dette tilfelle vil elverkets produksjonsapparat være det ene systemet og resten av samkjøringen det andre.

Ved drift av et kraftsystem viser det seg at de teoretisk beregnede kraftverdier ikke alltid kan legges til grunn for en økonomisk utnyttelse av produksjonsapparatet. Dette henger delvis sammen med at forenklinger som er foretatt i modellen, medfører at den matematiske modell i visse situasjoner ikke er representativ for det fysikalske system.

Alle kjente prinsipper for beregningsmessige disposisjoner av kraftproduksjonssystemet er såvel i forbindelse med modellutforming som data belastet med forenklinger i forhold til systemet. Dette gjelder også vannverdiprinsippet.

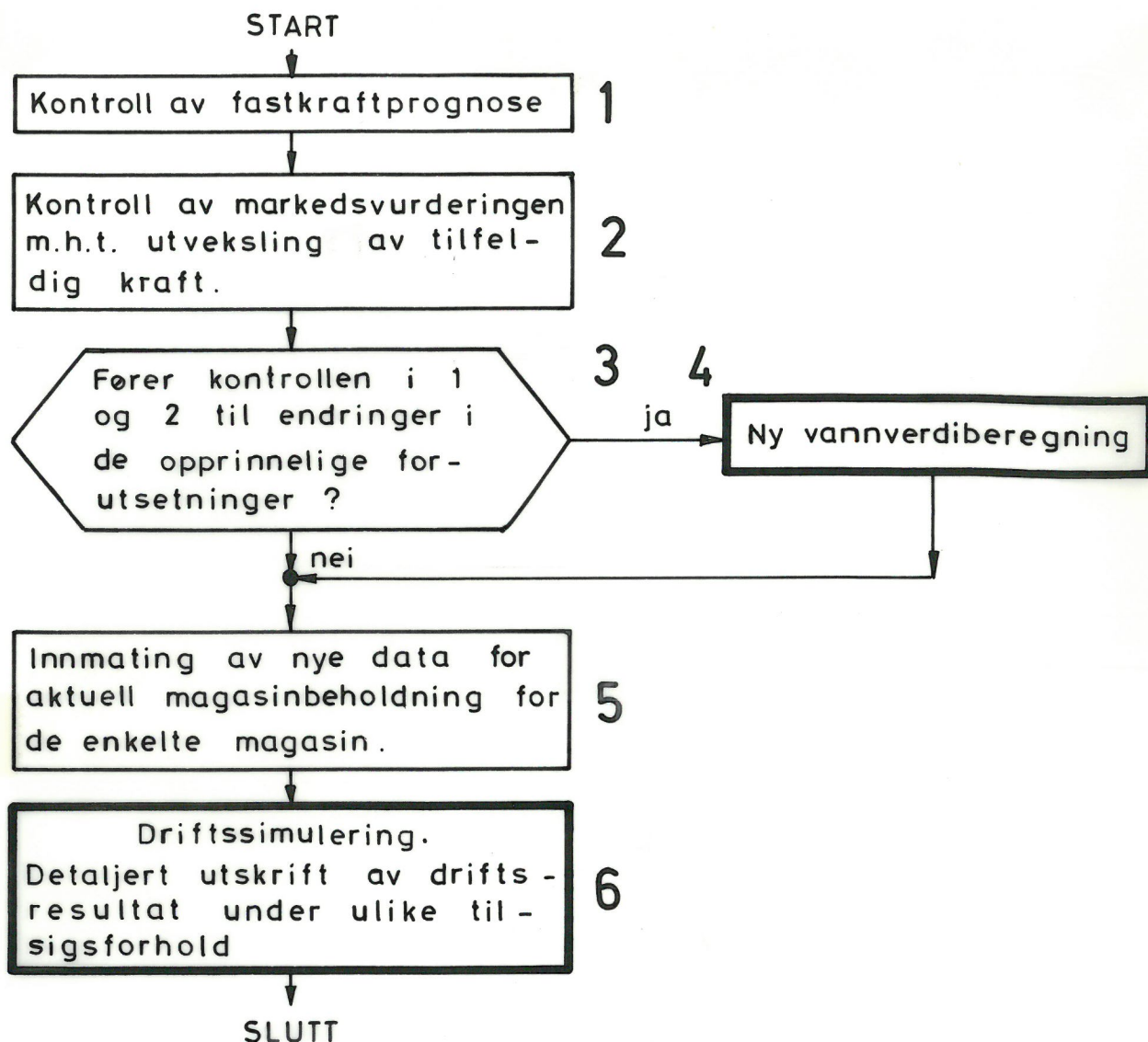


Fig. 5.16. Rutinemessig bruk av vannverdiberegninger. Oversikt over rutinen som forutsettes gjennomført hver eller annenhver uke.

5.2 Langsiktig fordeling av magasintapping

5.2.0 Oversikt

I en overliggende analyse er beregnet vannverdier for ett eller et fåtall sum-magasin. Ved driftssimuleringer på vannverdinivå er fastlagt forventet sum produksjon vannkraft for neste uke og for et antall uker fremover i tid.

Denne prognose for sum produksjon vannkraft tjener som basis ved beregningen av den langsiktige fordeling av magasintapping. Følgende problem formuleres:

Dekk opp spesifisert sum vannkraft over neste intervall - som typisk kan være en uke - på en slik måte at systemet ved begynnelsen av neste intervall står best mulig rustet for den videre drift.

Eller mer presist: Dekk opp sum vannkraft over neste intervall på en slik måte at systemets produksjons-potensial blir redusert minst mulig.

Optimal tapningsfordeling innebærer en relativ verdivurdering av det vann som er lagret i langtidsmagasin. For å fastlegge de relative vannverdier som gjelder for neste intervall (3: uke), må forventet magasinutvikling analyseres over et kortere eller lengre tidsrom videre fremover; f.eks. 2-5 uker om sommeren og høsten, og frem og forbi vårflommen når man er i tappeperioden.

Fra disse analyser flyter relevante risikoer for respektive langtidsmagasin. I lagreperioder vil risikoen for overløp være den interessante størrelse som medvirker til å bestemme tapningsfordelingen/vannverdiene. I perioder med fare for effektsvikt p.g.a. nær tomme matasin, vil risikoen for tomkjøring ha tilsvarende betydning.

5.2.1 Hovedlogikk i aktuelt analyseopplegg.

De viktigste trinn i en aktuell problemformulering er søkt fremstilt i fig. 5.17. Med tykk strek er vist logikken for beregning av de relative vannverdier gjeldende for den uke en står foran. Med tynn strek er vist den nødvendige overbygning for simulering av optimal tapningsfordeling basert på beregnede relative vannverdier og gitt sumprognose vannkraft. Simuleringer av denne type vil være av interesse i flere sammenheng:

- Ved planlegging av aktuell drift vil driftsledelsen i mange tilfeller finne det interessant å simulere driften videre fremover for å se hvilke magasininnhold som kan forventes på lengre sikt under ulike tilløpsforhold.
- Ved planlegging av utbygging av magasin og stasjoner.
- Ved etablering av en- eller tomagasinmodell for beregning av vannverdier for sum-magasin: Forutgående simuleringer i en relativt detaljert tapningsfordelingsmodell vil gi nyttig informasjon når en for den kompakte sum-magasinmodell skal ta stilling til størrelse av regulert og uregulert tillöp og resulterende maskinstørrelse.

I det følgende kommenteres innholdet i de viktigste av blokkene i fig. 5.17.

Datagrunnlaget omfatter i hovedsak:

- virkningsgradskurver for resp. stasjoner
- maksimaleffekt for resp. stasjoner
- regulert og uregulert tillöp til resp. magasin og stasjoner (f.eks. i form av verdier i mill. m³/uke over en 30-40 års periode)
- magasininstørrelser

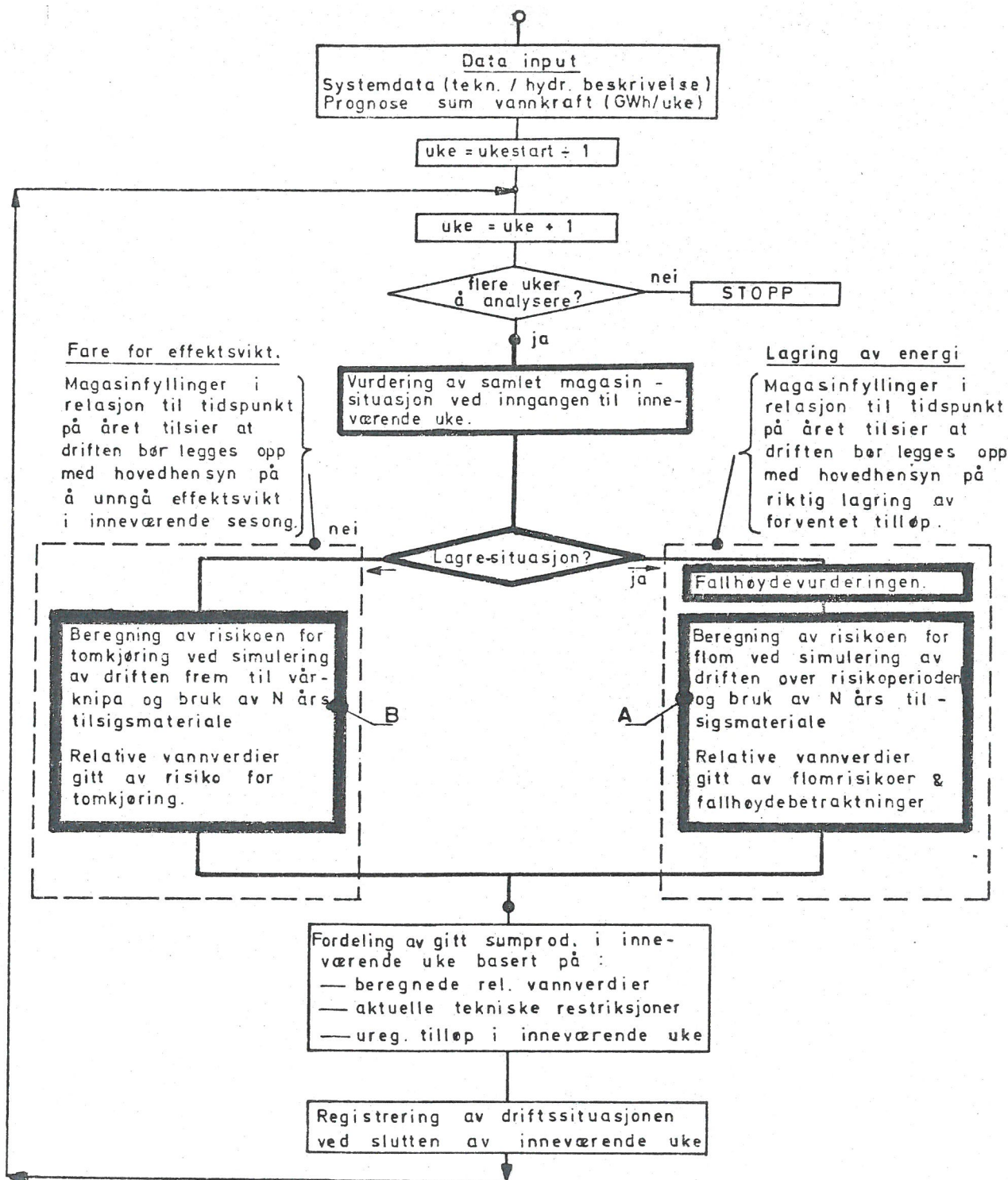


Fig. 5.17. Beregning av relative vannverdier for langtidsmagasin (tykk strek).
Overbygning for simulering av tapningsfordeling (tynn strek).

- beskrivelse av vannveier inkl. flomløp
- prognosert sum uttak av vannkraft i f.eks. GWh/uke, over den periode risikobegrepet er knyttet til.

Valg av driftskriterium. Foran inneværende uke må det tas stilling til hvilken hovedsituasjon man er ikke i: er man i en lagresituasjon, eller er oppgaven primært å legge opp driften slik at effektsvikt unngås eller minimaliseres i inneværende tappesesong? Som kriterium på dette punkt kan det være aktuelt å nytte sum energi i systemet. Er aktuelt magasininnhold i GWh over en viss datoavhengig kritisk verdi, er problemet å håndtere lagring av vann. Er innholdet lavere, veier hensynet til effekten tyngst.

Fallhøydevurderinger. Generelt kommer hensynet til fallhøyder inn i bildet fordi en tilstreber optimal utnyttelse av det vann som tilflyter magasinene etter aktuell dato. Er tilløpet i et tenkt tilfelle lik null, er det fra fallhøydesynspunkt i prinsippet likegyldig hvordan nedtappingen av magasinet foregår.

En stringent behandling av fallhøydeproblemet vil føre meget langt. Forenklede betraktninger kan legges til grunn, f.eks. som følger: Kjøring av en gitt stasjon "x" over neste intervall (1 uke) medfører et visst fysisk uttak Q_x av vann. Kjøringen gir en viss midlere marginal reduksjon av fallhøyden $\Delta H_x = 0.5 \cdot \frac{dH_x}{dQ_x} \cdot Q_x$ *). Dette medfører en forringet utnyttelse av det tilløp som forventes videre fremover og som utnyttetes på "transitt". Det forventede tap som således oppstår, kan formelt ekvivaleres med et påslag i den relative vannverdi.

*) $\frac{dH_x}{dQ_x}$: midlere gradient for magasinkurven.

Faktoren 0.5 har sammenheng med at Q_x blir jevnt uttatt over hele intervallet.

Definisjon av risikoer. Forskjellige beregninger blir å gjennomføre, avhengig av om det er en lagre- eller effekt-sviktsituasjon.

- Med risiko for flom f menes risikoen for tap av en kWh eller mere, innenfor et visst tidsrom, når tapningen skjer i overensstemmelse med en gitt driftsfilosofi.
- Med risiko for tomkjøring p menes risikoen for underskudd av en kWh eller mere innen et visst tidsrom, når tapningen skjer i overensstemmelse med en gitt driftsfilosofi.

Ved beregning av flomrisiko (f-fordeling) har det vist seg hensiktsmessig å legge tidshorisonten om sommeren og høsten 2-5 uker frem i tid, i tappeperioden frem til og forbi vårflommen.

Ved beregning av risiko for tomkjøring (p-fordeling) vil det være hensiktsmessig å analysere forholdene frem til seneste tidspunkt for ankomst av vårflommen.

I litteraturen kan en finne risikobegrepet definert på forskjellig måte. Som et forenklet mål for overløpsrisiko anvender [16] følgende:

$$R = 100 \cdot (M_{\max} - M) / T \quad [\%]$$

der M_{\max} , M og T er henholdsvis maksimalt magasininnhold, aktuelt magasininnhold og forventet magasintilløp over en viss tid fremover. (Høy verdi av R gir lav overløpsrisiko).

Planlegging av driften over uken. Med gitte relative vannverdier beregnes deretter optimal produksjonsfordeling for nærmeste uke, basert på prognosert sumproduksjon og spesifiserte verdier av regulert og uregulert tilløp.

Hvilken sekvens av tillöp som nyttas i simuleringsdelen, vil avhenge av problemstillingen:

- Gjelder det utbyggingsplanlegging, vil en prinsipielt være interessert i forventningsverdier m.h.t. systemets økonomiske oppførsel. Det er i dette tilfellet naturlig å foreta simulering mot et større antall hydrologiske år lagt i serie, og deretter beregne forventningsverdier som gjennomsnitt av respektive utfall.
- Gjelder det planlegging for et gitt system, vil problemstillingen som regel gjelde den aktuelle drift eller budsjetteringsoppgaver. I første tilfelle vil en på kort sikt prognosere tilløpet delvis på grunnlag av faktiske opplysninger om situasjonen/værtypen i øyeblikket. På lengre sikt - hvis man er interessert i å studere tendensene fremover - kan det være nærliggende å nytte forventningsverdier av tilløpet. I det andre tilfellet kan det være interessant å foreta en rekke "parallelle" simuleringer, alle startende fra dagens magasinsituasjon og hver simulering basert på en sekvens av tillöp som bedømmes som karakteristisk eller interessant.
Simuleringsperiode: 1 - 2 år frem i tid.

Det formelle problem som formuleres for bestemmelse av optimal produksjonsfordeling for neste uke, svarer til det man har i termiske system.

I fig. 5.17, side 96, er med tynnere strek lagt inn den overbygning til kostnadsvurderingsdelen som kreves for å simulere driften på ukebasis. Ved begynnelsen av hver ny uke beregnes aktuell verdi av relative kostnader, og disse legges til grunn for beregningen av midlere produksjon over den påfølgende uke.

Dersom strategien for fordelingen av tappingen kan forutsettes kjent - f.eks. ved at det er foretatt beregninger etter den metoden som er skissert ovenfor - kan det settes opp en "önskeliste": En tabell som for hver uke og for hver verdi av totalt magasininnhold, fra tomt til fullt, angir hvordan dette totale magasinet burde vært fordelt på de enkelte magasinene.

Denne önskelisten danner da grunnlaget for driftssimuleringen. Simulering etter denne metoden er nærmere beskrevet i [17] og [19].

5.2.2 Diskusjon av forutsetninger og begreper

Fremstillingen i dette avsnitt knytter seg til blokkene "A" og "B" i fig. 5.17, side 96.

5.2.2.1 Driftskriterium

Anta et produksjonssystem som omfatter n magasinverk. Stasjonene produserer P_1, P_2, \dots, P_n MW, og motsvarende uttak av natureffekt er $N_1(P_1), N_2(P_2), \dots, N_n(P_n)$. N er gitt av relasjonen $N = P/\eta(p)$, der η er totalvirkningsgraden for anlegget. Over horisonten T (2-40 uker, avhengig av tiden på året og systemets tidskonstanter) er det totale naturenergiuttak:

$$E = \sum_{x=1}^n \int_0^T N_x(P_x) dt \quad [\text{MWh}] \quad (1)$$

I det teoretiske tilfellet at alle fallhøyder er konstante, at ingen risiko registreres for tom- eller fullkjøring av magasin, og at midlere virkningsgrad er den samme for alle stasjoner, vil (1) være en relevant størrelse å minimalisere når sum produksjon er spesifisert.

I praktisk drift er disse forutsetninger ikke oppfylt, og følgende formelle minimaliseringsproblem defineres for systemet:

$$\begin{array}{l} \text{Min } \left\{ E' = \sum_{x=1}^n \int_0^T \varphi_x N_x(P_x) dt \quad [\text{MWh}] \right. \quad (a) \\ \text{der } \left\{ \begin{array}{l} \varphi_x = (1 - f_x)(1 + \Delta h_x) \quad (\text{lagresituasjon}) \\ \text{evt.} \\ \varphi_x = (1 + p_x \cdot \gamma_x) \quad (\text{effektsviktsituasjon}) \end{array} \right. \quad (b) \end{array} \quad (2)$$

Sammenfatning av optimaliseringsproblem.

Sammenfatningsvis gjelder følgende:

- E' = reduksjon i produksjonspotensial som følge av at sumprognosen P_{Σ} dekkes over tidshorisonten T .
 n ressurser medvirker i dekingen. [MWh]
- φ_x = relativ vannverdi
- $N_x(P_x) = P_x / \eta_x$ = uttak av natureffekt referert beste virkningsgrad for ressurs
- f_x = risiko for flom
- Δh_x = korrektiv som følge av hensyntagen til fallhøydevariasjoner
- p_x = risiko for tomt magasin
- γ_x = faktor som reflekterer stasjonenes effekt-messige betydning.

I det termiske problem har en formell problemstilling som motsvarer (2a)), når brenselskostnaden φ settes konstant og uavhengig av tid og pådrag. I kriteriefunksjonen (2a)) er kostnaden φ tidsvariabel og avhengig av den pådragsfordeling som skal optimaliseres. For å kunne løse dette problem med rimelig omfang av regneinnsats, må problemstillingen forenkles.
 Se side 119.

5.2.2.2 _ S t a s j o n s b e s k r i v e l s e

En modellstasjon kan generelt representeres ved følgende kompakte beskrivelse:

$$\begin{array}{l} \bar{N}_x = f(\bar{P}_x) \\ \text{der} \\ \bar{P}_x \leq \bar{P}_{x\max} \\ \bar{P}_x \geq \bar{P}_{x\min} \end{array} \quad (3)$$

Beskrivelse av
modellstasjon.

Her er:

\bar{P}_x = midlere effekt over relevant tidsintervall

\bar{N}_x = motsvarende uttak av natureffekt, se nedenfor

$\bar{P}_{x\min}$ = minste tillatte midlere produksjon over intervallet.
 $\bar{P}_{x\min}$ er normalt gitt av energien i det forventede uregulerte tillöp

$\bar{P}_{x\max}$ = max. tillatt midlere produksjon over intervallet.
 $\bar{P}_{x\max}$ er gitt av data for turbin og vannvei samt forventet brutto fallhøyde over intervallet.

Det fysiske tilfellet som skjuler seg bak en gitt modellstasjon, kan se høyst forskjellig ut. Fig. 5.18 illustrerer fire aktuelle tilfeller:

- a) representerer det enkleste og ofte vanligste tilfellet:
en enkel stasjon utnytter total fallhøyde for et langtidsmagasin, eller fallhøyden mellom to slike. Intet uregulert tillöp til stasjonen.
- b) som a), men uregulert tillöp q_Δ må utnytted til enhver tid.

- c) to stasjoner i serie med eller uten korttidsmagasin imellom. Mellom stasjonene tilflyter uregulert tillöp.
- d) seriekopling av n verk med eller uten buffere imellom. Uregulerte tillöp til resp. anlegg. d) er det generaliserte tilfelle som inkluderer de øvrige som spesialtilfeller.

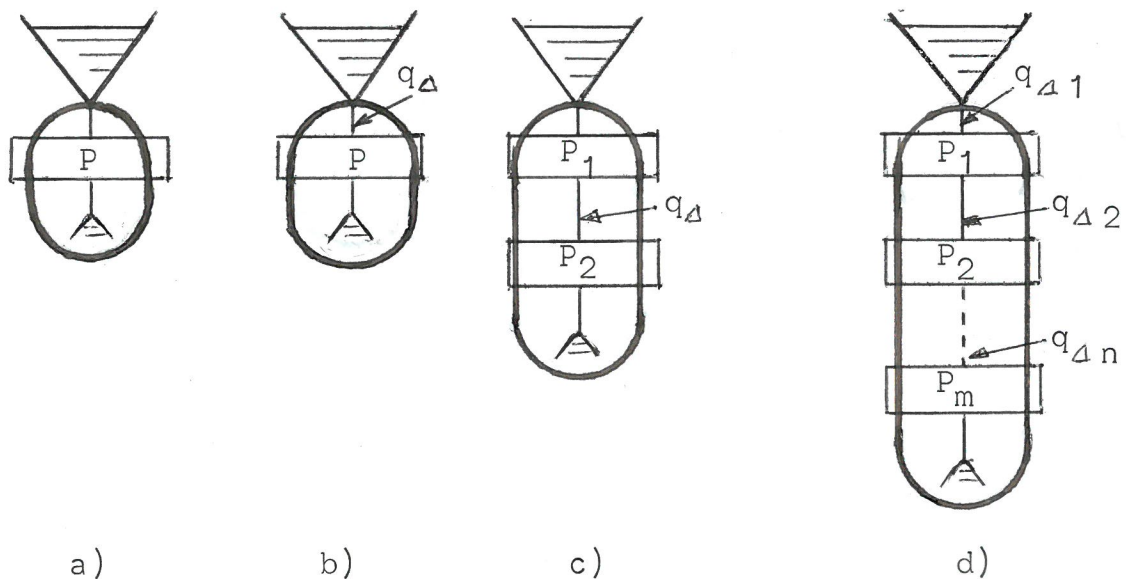


Fig. 5.18. Tapningsfordeling. Stasjonsbeskrivelse.
Eksempler på tilfeller som alle representeres ved en enkel modellstasjon.

For å illustrere innholdet i modellfremstillingen (3) vil vi se nærmere på tilfellene a) - c). I et generelt analyseopplegg må tilfellet d) kunne håndteres, uten at dette skal tas opp i full bredde her.

1. STASJON UTEN UREGULERT TILLÖP. Fig. 5.18 a).

Fig. 5.19 illustrerer forholdene når den momentane drift betraktes. a) viser forløpet av totalvirkningsgraden som funksjon av elektrisk avgitt effekt P , mens b) viser motsvarende forløp av natureffekten $N = P/\eta$.

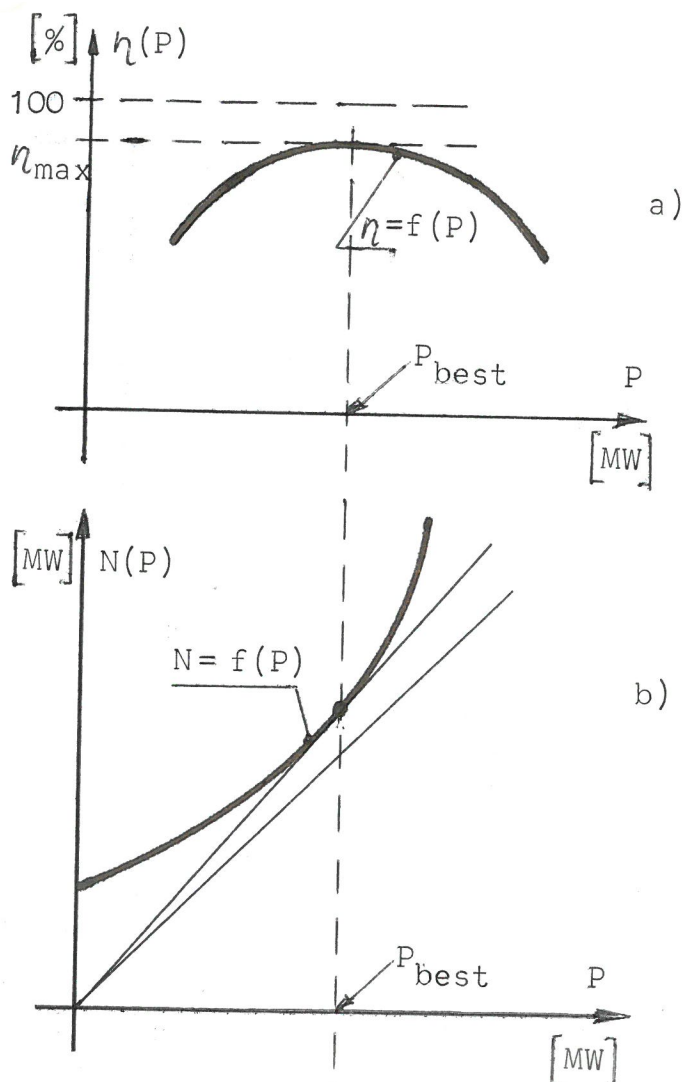


Fig. 5.19. Virkningsgrad - natureffekt momentanverdiforløp.

Ved analyse av tapningsfordelingsproblemet er tidshorisonten T et flertall uker, og det regnes med midlere effekter \bar{P} . Ved midlere effekt over P_{best} (se fig.), vil man ikke kunne

gjøre det bedre enn å kjøre med konstant pådrag; i prinsippet gjelder derfor kurvene til høyre for P_{best} også ved langtidsanalysene.

Ved midlere effekt lavere enn P_{best} vil driften i prinsippet kunne gjøres bedre enn svarende til punktet på momentankurven; man vil kjøre intermitterende og således til stadighet tilstrebe drift ved beste η . Resultatet av dette resonnement er skissert i fig. 5.20. For $\bar{P} \geq P_{best}$ faller kurvene sammen med momentanverdiforløpene. For $\bar{P} < P_{best}$ er virkningsgraden konstant og lik η_{best} , svarende til lineært forløp av \bar{N} ($= \bar{P} / \eta_{best}$).

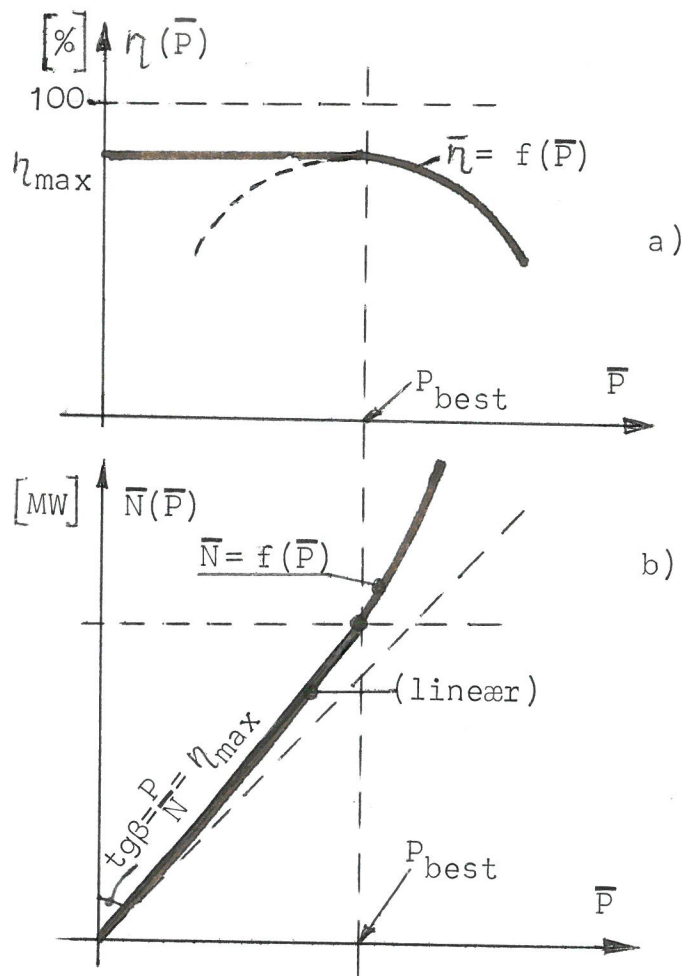


Fig. 5.20. Virkningsgrad - natureffekt "langtidsforløp".

Men funksjonen $\bar{N}(\bar{P})$ i fig. 5.20 er fremdeles ikke den prinsipielt korrekte å la inngå i kriteriefunksjonen (2). For et termisk anlegg der φ reflekterer den fysiske brenselkostnad, vil det være

foranstående absolutt-verdier av η og N som bör inngå. For et vannkraftverk skaffer naturen til veie råenergien; vannets verdi ligger i dets forventede fremtidige anvendelse. Ved gitt midlere produksjon er det beste vi kan gjøre å utnytte anlegget ved sin beste virkningsgrad. For å stille alle anlegg likt, forutsetter vi konsekvent at uttaket av natureffekt refereres respektive anleggs beste virkningsgrad. Dette svarer til at $\bar{\eta}$ -kurven i fig. 5.20 løftes opp til 100 %, og at \bar{N} -kurven multipliseres med η_{best} . Det endelige resultat er vist i fig. 5.21.

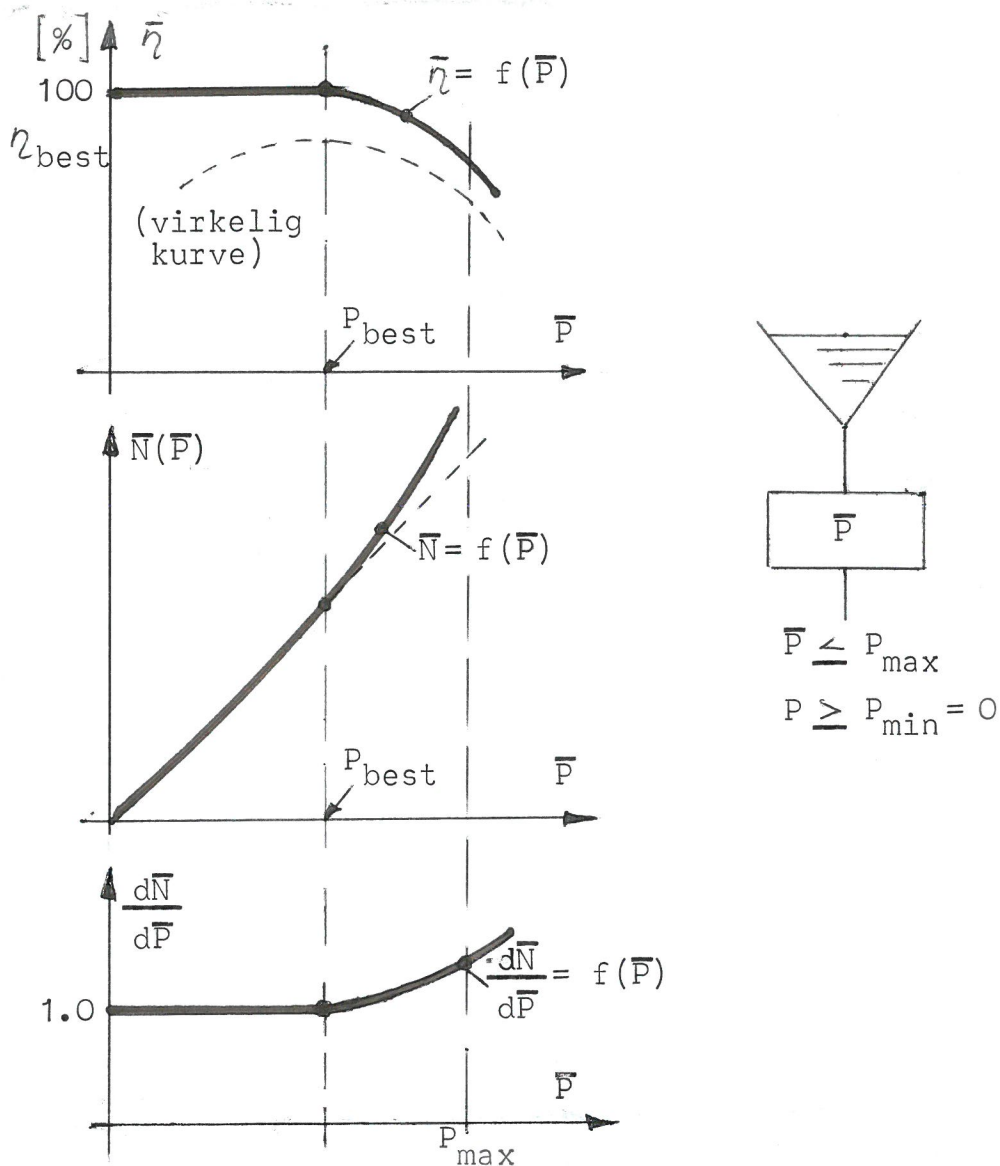
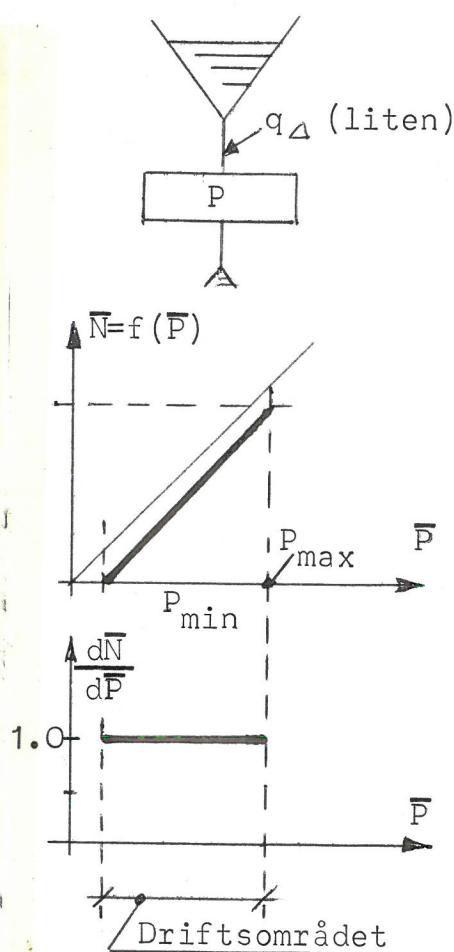


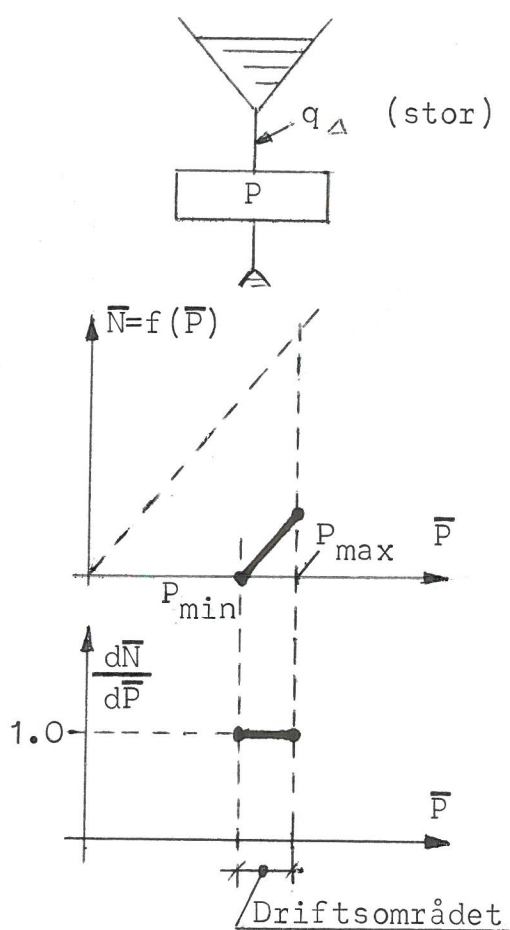
Fig. 5.21. Stasjonsbeskrivelse, langtidsanalyse.

1 STASJON MED UREGULERT TILLÖP. Fig. 5.18 b).

En aktuell beskrivelse svarende til den vi kom frem til i foregående figur, er vist i fig. 5.22. Størrelsen av uregulert tillöp q_{Δ} har vesentlig betydning for beskrivelsen, og i figuren er modellen vist for henholdsvis stor og liten verdi av q_{Δ} .



Stasjon med lite forventet ureg. tillöp
a)



Stasjon med stort forventet ureg. tillöp.
b)

Fig. 5.22. Langtidsbeskrivelse av stasjon med forventet uregulert tillöp q_{Δ} .

Det fremgår av diagrammene at vi har ignorert \bar{N} -kurvens krumming i området over beste arbeidspunkt P_{best} . Se foregående figurer. Dette forenkler beskrivelsen og antas å være en rimelig forutsetning for ressurser med uregulert tillöp, idet det dominerende økonomiske aspekt her ligger i den samlede utnyttelsen av regulert og uregulert tillöp.

Det fremgår av figuren at q_{Δ} bare påvirker minste tillatte produksjon \bar{P}_{min} , som motsvarer midlere effekt i forventet uregulert tillöp. Gradienten $d\bar{N}/d\bar{P}$ som er bestemmende for lastfordelingen, se lign. (1), er uavhengig av q_{Δ} , likeså \bar{P}_{max} .

2 STASJONER MED MELLOMLIGGENDE UREGULERT TILLÖP. Fig. 5.18 c).

Modellbeskrivelsen er vist i fig. 5.23, også her for to karakteristiske nivå av uregulert tillöp q_{Δ} . Det antas at nedre stasjon har den største slukeevne og at det ikke er aktuelt å slippe vann forbi øvre anlegg. I fig. a) der q_{Δ} er liten, er det antatt at stasjon "2" fortsatt har ledig kapasitet når "1" går fullastet; karakteristikken $\bar{N} = f(\bar{P})$ er lineær helt opp til \bar{P}_{\max} som ifølge forutsetningen ovenfor er lavere enn summen av max-effektene for de to anlegg. I fig. b) er q_{Δ} så stor at nedre anlegg går fullastet før øvre; det opptrer en knekk på \bar{N} -kurven og motsvarende sprang i $d\bar{N}/d\bar{P}$. Fysikalsk betyr spranget følgende: Under knekkpunktet for \bar{N} -kurvene vil en marginal økning av tapningen fra magasinet utnyttes i begge anlegg. Her gjelder at $d\bar{N}/d\bar{P} = 1.0$ idet natureffekten er referert beste virkningsgrad og knyttet til utnyttelse av brutto fallhøyde $(H_1 + H_2)$. Over knekkpunktet vil en marginal økning av tapningen forutsetningsvis bare utnyttes i øvre anlegg, hvilket gir stort uttak av natureffekt pr. MW økning av elektrisk uteffekt:

$$d\bar{N}/d\bar{P} = 1 + H_2/H_1.$$

Sammenfatningsvis kan en av figuren slutte at q_{Δ} , for denne type konfigurasjon, har betydning for såvel \bar{P}_{\min} , \bar{P}_{\max} som $d\bar{N}/d\bar{P}$:

- \bar{P}_{\min} er bestemt av den effekt som ligger i forventet uregulert tillöp.
- \bar{P}_{\max} influeres av q_{Δ} så lenge $(q_{\Delta} + q_1)$ ikke gir full drift i nedre anlegg.
- $d\bar{N}/d\bar{P}$ vil i driftsområdet endres i et sprang, idet nedre stasjon går fullastet.

Ved flere stasjoner i serie blir forholdene fort uoversiktlige, og det kreves en omfattende logikk for å etablere beskrivelsen (3).

Om sommeren og høsten når risikoperioden T er fra 2 - 5 uker, vil det som regel være akseptabelt å beskrive stasjonene under forutsetning av at $(\bar{P}_1, \bar{P}_2, \dots, \bar{P}_n)$ er midlere produksjon over hele risikoperioden.

I tappeperioden gjelder tilsvarende forhold dersom driften skjer etter tomkjöringskriteriet. Er man derimot i en lagresituasjon, kompliseres forholdene, idet horisonten T nå omfatter to vesensforskjellige tidsavsnitt: tiden frem til vårflommen og avsnittet deretter som karakteriseres ved store tillöp. Ved den elektriske beskrivelsen bör det skilles mellom disse to tidsavsnitt. Tre hovedårsaker hertil skal nevnes:

- Stasjoner med uregulert tillöp har vesensforskjellig beskrivelse $\bar{N} = f(\bar{P})$ i de to tidsavsnitt. Dette illustreres ved figurene 5.22 og 5.23 der beskrivelsene i a) kan svare til forholdene i tappeperioden, mens beskrivelsene i b) motsvarer forholdene under oppfylling.
- Respektive magasininnhold må være större eller lik null ved tappeperiodens slutt. Anta eksempelvis at flomrisikoen, som registreres som følge av kjöringen over begge tidsavsnitt, tilsier hard kjöring av stasjon "x". Men "x" får ikke tappes så sterkt i tidsavsnittet för vårflommen kommer, at magasinet går negativt.
- Spesielle restriksjoner kan gjøre seg gjeldende i siste tidsavsnitt, dvs. i oppfyllingsperioden. F.eks. kan det for visse stasjoner stilles krav om minstevannföringen av hensyn til fisket ("lakse-paragrafer"). Eventuelt kan det i konsesjonsbetingelsene være fastsatt forsert oppfylling av visse magasin. ("Vann-paragrafer").

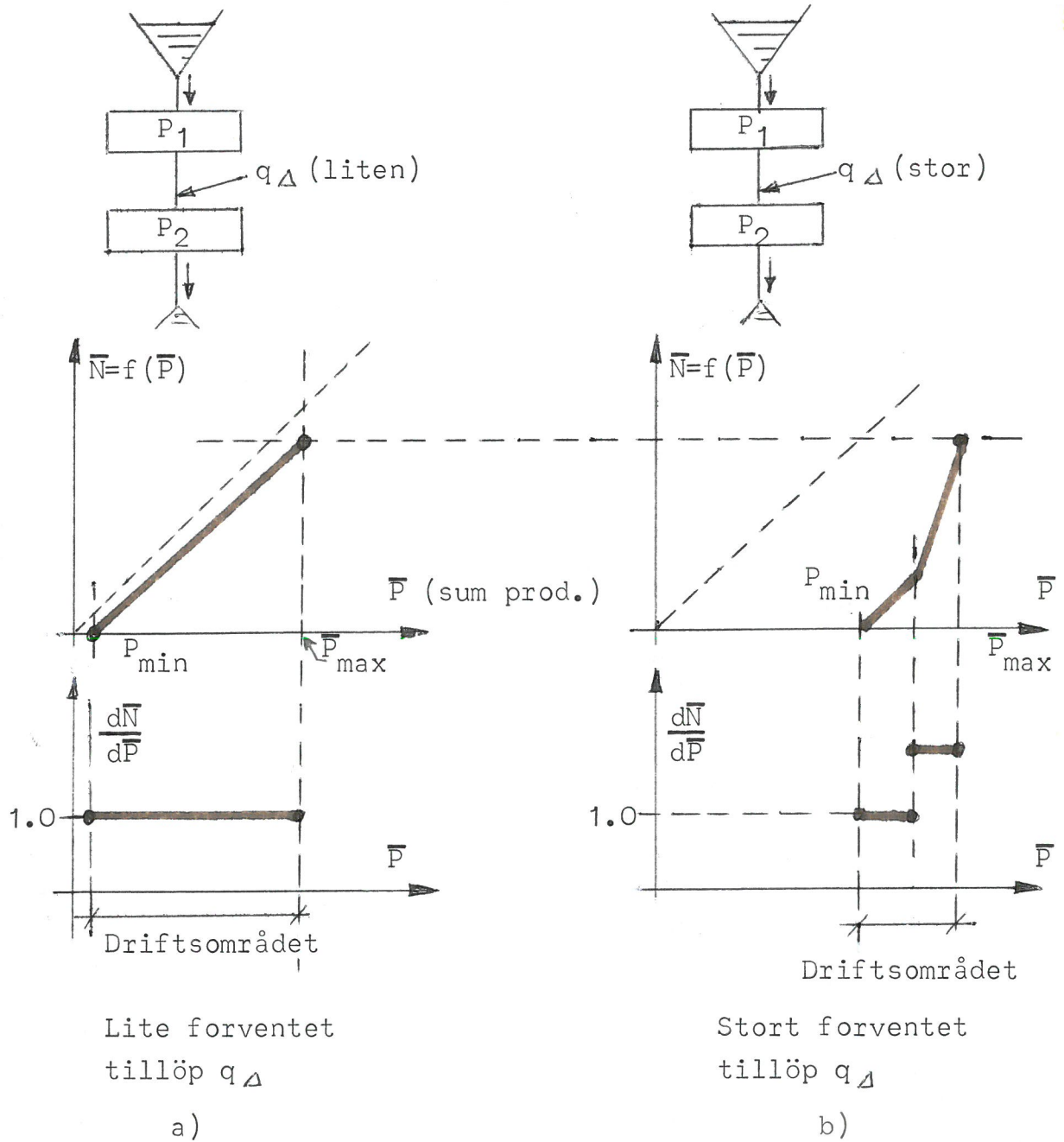


Fig. 5.23. Langtidsbeskrivelse av 2 stasjoner med mellomliggende uregulert tillöp q_Δ .

5.2.2.3 _ _ R e l a t i v _ v a n n v e r d i _ φ .

Avhengig av driftssituasjonen skilles det mellom to prinsipielt ulike typer relative vannverdier som i det følgende behandles hver for seg.

- Relativ vannverdi i lagresituasjon
- Relativ vannverdi i effektsviktsituasjon

RELATIV VANNVERDI I LAGRESITUASJON

Følgende relative vannverdi er definert i (2), side 101:

$$\varphi_x = (1 - f_x)(1 + \Delta h_x) \quad (4)$$

Bakgrunnen for denne formel skal i det følgende behandles. Kjöring av stasjon x medförer en viss reduksjon av fallhöyden. Det forventede tap som dette förarsaker, kan formelt ekvivaleres med et tillegg Δh_x på den relative vannverdi, kfr. side 116.1.

Bidraget $(1 - f_x)$ har sin forankring i fölgende to alternative resonnementer:

- a) Ved flomrisiko lik null tåres det ubetinget på systemets aktuelle produksjonspotensial; faktoren foran natureffektuttaket \bar{N} i (2) bör være 1.0, hvilket tilfredsstilles av $\varphi = 1 - f = 1 - 0 = 1.0$.

Ved flomrisiko lik 1.0 vil produksjon skje av naturenergi som ellers i alle fall vil gå tapt for systemet; det skjer ingen reduksjon av produksjonspotensialet om anlegget medvirker i produksjonen. I dette tilfellet: $\varphi = 1 - f = 1 - 1 = 0$, hvilket passer med ovenstående.

b) Anta at driften simuleres over et vedtatt tidsrom. Sannsynligheten for to utfall undersøkes:

- 1) overlöp i löpet av perioden
- 2) ikke overlöp i löpet av perioden.

I tilfelle 1) er den forventede verdi null. I tilfelle 2) forutsettes verdien forskjellig fra null og lik k_0 i alle magasin: Man søker jo prinsipielt en tapningsfordeling, som fører til lik verdi av vannet i alle magasin.

Forventet verdi i startpunktet blir etter dette:

$$\varphi_{\text{absx}} = f_x \cdot 0 + (1 - f) \cdot k_0 = k_0 \cdot (1 - f)$$

∴ $\varphi_x = (1 - f)$ hvilket skulle vises.

REGISTRERING AV FLOMRISIKO

f_x er risikoen for overlöp i magasin "x" når det sees et vedtatt antall uker fremover fra aktuell dato. Logikken for registrering av flomrisiko er illustrert i fig. 5.24.

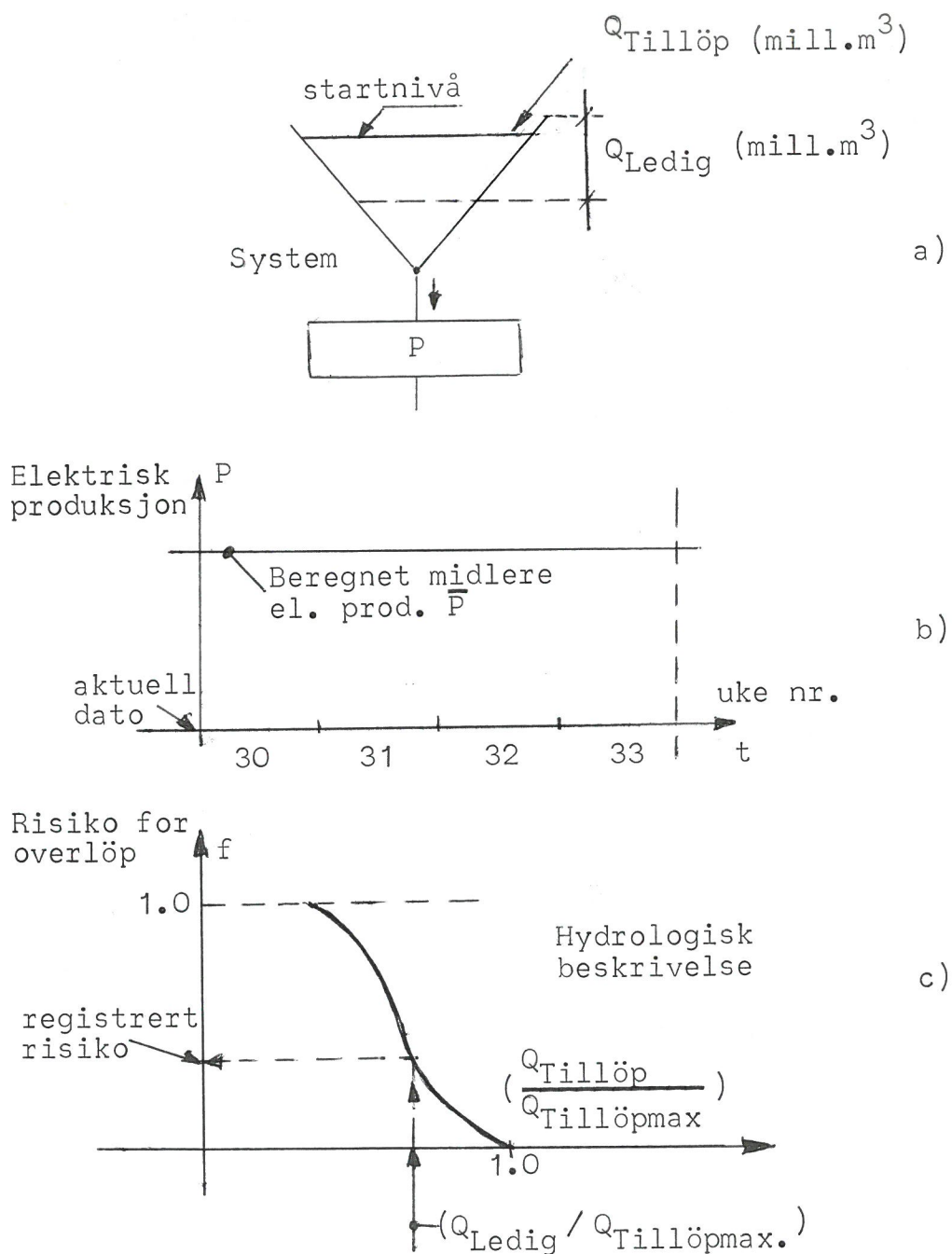


Fig. 5.24. Illustrasjon av flomrisikoberegning.

Vi står ved begynnelsen av uke 30, og aktuell flomrisiko skal beregnes med tidshorizonten 4 uker frem i tid.

Fig 5.24 a) viser magasinet og stasjonen som betraktes. Magasinnivået ved aktuell dato er angitt med heltrukken strek. Midlere elektrisk produksjon over risikoperioden bestemmes iflg. (7). Se side 121. Midlere produksjon er illustrert i fig. 5.24 b). Dette medfører en bestemt tapping over 4-ukersperioden, og magasinnivået synker til det stiplede nivå når det antal null tillöp til magasinet. Q_{Ledig} i fig. 5.24 a) er den magasinkapasitet som over risikoperioden er tilgjengelig for oppfylling. Akkumulert tillöp f.o.m. uke 30 t.o.m. uke 33 er kjent fra målinger over f.eks. 40 år. Disse akkumulerte verdier ordnes etter størrelse, og varighetskurven i fig. 5.24 c) kan etableres. Langs x-aksen er avsatt akkumulert tillöp i forhold til max. observert akkumulert tillöp. Langs y-aksen er avsatt sannsynligheten for å få et akkumulert tillöp som overskrider abscisseverdien. Risikoen for flom er sannsynligheten for å få et akkumulert tillöp som overskrider Q_{Ledig} som er registrert.

BEREGNING AV FALLHÖYDEKORREKTIV Δh

Det prinsipielle innhold i fallhøydekorrektivet Δh som bare innføres i lagresituasjon, kan illustreres ved et enkelt resonnement. Ved å ta ut en ekstra vannmengde ΔQ_x fra magasin x i løpet av analyseperioden vil man få produsert en energimengde:

$$\Delta W_x = k \cdot \Delta Q_x \cdot H_x$$

Dette tilsvarer en reduksjon av forventet produksjonspotensial lik:

$$\Delta W_x \cdot (1-f_x) = k \cdot \Delta Q_x \cdot H_x \cdot (1-f_x)$$

hvor H_x er den samlede fallhøyde for det vann som tappes fra magasin x .

Ved at vannmengden ΔQ_x taes ut, vil man få en endring i magasin-nivået i magasin x , og derved i den nedenforliggende fallhøyde. Ved slutten av analyseperioden vil magasinnivået være redusert med

$$\Delta H_x = \frac{dH_x}{dQ_x} \cdot \Delta Q_x$$

under forutsetning av at en ikke får overløp i løpet av analyseperioden.

Midlere reduksjon av fallhøyden i løpet av analyseperioden settes lik $0.5 \cdot \Delta H_x$ fordi ΔQ_x taes ut over hele perioden.

Den marginale senkning av fallhøyden medfører en forringet utnyttelse av det tilløp som kommer til magasinet i løpet av analyseperioden. Setter en forventet tilløp i perioden lik $\bar{Q}_{\text{tilløp}}$, blir det forventede tap i produksjonspotensial, p.g.a. reduksjonen ΔH_x i fallhøyden, lik

$$\Delta N_H = k \cdot \bar{Q}_{\text{tilløp}} \cdot \Delta H_x \cdot 0.5$$

under forutsetning av ikke overløp i perioden. Risikoen for overløp vil redusere virkningen av fallhøydekorrektivet. Dette hensyn bringes inn ved hjelp av faktoren $(1-f_x)$.

Den samlede forventede reduksjon av produksjonspotensial som følge av det ekstra vannmengdeuttaket ΔQ_x blir da:

$$\begin{aligned}\Delta N_x &= \Delta W_x(1-f_x) + \Delta N_H(1-f_x) \\ &= k \cdot \Delta Q_x \cdot H_x(1-f_x) + k \cdot \bar{Q}_{\text{tillöp}} \cdot \frac{dH_x}{dQ_x} \Delta Q_x \cdot 0.5 \cdot (1-f_x) \\ &= k \cdot \Delta Q_x \cdot H_x(1-f_x) \left\{ 1 + \frac{dH_x}{dQ_x} \frac{\bar{Q}_{\text{tillöp}}}{H_x} 0.5 \right\}\end{aligned}$$

Setter vi
$$\Delta h_x = \frac{dH_x}{dQ_x} \cdot \frac{\bar{Q}_{\text{tillöp}}}{H_x} 0.5$$

får vi:

$$\Delta N_x = \Delta W_x(1-f_x)(1+\Delta h_x)$$

Virkning av redusert fallhøyde for magasin x opptrer her som en korreksjonsfaktor, $(1+\Delta h_x)$, for den formelle kostnad for magasin x. Uttrykket for Δh_x kompliseres ved stasjoner i serie, og når tidshorisonten strekker seg forbi vårflommen.

RELATIV VANNVERDI I EFFEKTSVIKTSITUASJON

Følgende relative vannverdi er definert i (2), side 101:

$$\varphi_x = (1 + \gamma_x \cdot p_x) \quad (5)$$

Bakgrunnen for formelen skal kort behandles.

Anta at driften simuleres over en vedtatt risikohorisont. Sannsynligheten for følgende to utfall undersøkes:

- 1) Stasjonen faller ikke ut i det kritiske tidsrom.
- 2) Stasjonen ~~faller~~ faller ut p.g.a. vannmangel.

I utfall 1) antas verdien k_0 [öre/kWh] av vannet lik i alle magasin. I utfall 2) settes marginalverdien lik $\varepsilon \cdot k_0$, der $\varepsilon \geq 1.0$. Er stasjonen liten i forhold til sum produksjon, spiller det liten rolle om den faller ut: ε kan da settes nær eller lik 1.0. Hvis utfall betyr innskrenkning av fastkraftlevering, vil ε i prinsippet være gitt av kostnaden av innskrenkning.

Med risiko for tomkjøring, p , blir forventet verdi av vannet ved start-tidspunktet:

$$\varphi_{abs} = k_0 \cdot (1 - p) + p \cdot \varepsilon \cdot k_0 = k_0 \cdot [1 + p \cdot (\varepsilon - 1)]$$

$$\text{c: } \varphi_{abs} = k_0 \cdot (1 + \gamma \cdot p) \quad \text{der } \gamma \geq 0$$

$$\text{c: } \varphi = (1 + \gamma \cdot p) \quad \text{hvilket skulle vises.}$$

REGISTRERING AV TOMKJÖRINGSRISIKO

p_x er risikoen for å kjøre tom i magasinet "x" når det sees frem til våknipa. p_x registreres på tilsvarende måte som f_x .
Fig. 5.25 illustrerer forholdet.

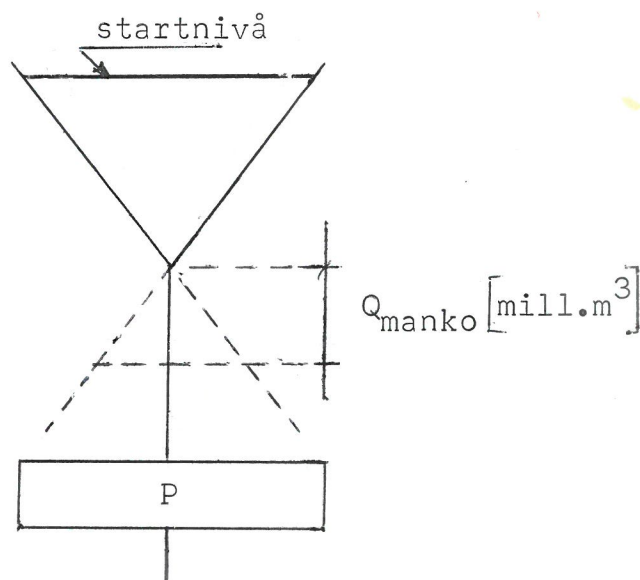


Fig. 5.25. Illustrasjon av tomrisikoberegning.

Midlere elektrisk produksjon over risikoperioden fastlegges og dermed tapningen i mill. m^3 . Tapningen bokføres ut av magasinet som får et negativt innhold, Q_{manko} , se figuren. p er sannsynligheten for å få et akkumulert tillöp over risikoperioden, som er mindre enn Q_{manko} . Man etablerer $(Q_{\text{manko}} / Q_{\text{tillöpmax}})$ og registrerer p på tilsvarende måte som illustrert for f i fig. 5.24.

5.2.2.4 - L ö s n i n g - a v - o p t i m a l i s e r i n g s p r o b l e m

Vi står foran en ny uke og ønsker for denne å fastlegge relative vannverdier φ og ønsket midlere produksjonsfordeling \bar{P} . Tidshorisonten er et fåtall/flertall uker T fremover i tid.

Midlere pådrag over uken på en gitt ressurs vil endres fra uke til uke p.g.a. de aktuelle verdier av uregulert tillöp som må utnyttes, variabel sumprognose, og forskyvninger i kostnads-mönstret mellom ressursene. Slike forskyvninger vil f.eks. opptre som følge av endringer i risikobildet.

M.h.p. beregning av φ og \bar{P} for nærmeste uke gjøres følgende antakelser som forenkler problemstillingen:

- Sum etterspörsel i GWh/uke antas konstant over T og lik middelverdien over perioden. Dette er i lange perioder av året en rimelig antakelse. I perioder der en slik middelverdibetraktning blir for enkel, inkluderes muligheten av å dele T i to separate "middelverdiområder".
Se side 111.
- Forholdet mellom de ulike relative vannverdier antas konstant over T . I lange perioder av året vil dette normalt holde stikk, idet den optimale utnyttelse av systemet nettopp tilstreber tilnærmet lik grensekostnad for alle magasininnhold. Forskjeller i φ -verdiene vil opptre p.g.a. restriksjoner i systemet og p.g.a. ulike relative forlöp av virkningsgradskurvene. φ og \bar{P} nyberegnes hver uke, idet en stadig skyver horisonten T foran seg. Godheten av den antakelse som er gjort m.h.t. konstant forhold mellom de relative vannverdier videre fremover i tid, kan vurderes mot det kostnads-mönster som gir seg av simuleringer, eksempelvis basert på forventede tillöp.

Med utgangspunkt i disse hovedforutsetninger formuleres et marginalproblem som ved flertrinns-løsning gir tilnærmede verdier av de søkte variable: de aktuelle verdier φ og motsvarende produksjonsfordeling \bar{P} over nærmeste uke:

Gitt n magasinverk (ressurser) som angitt på side 101. Anta at disse fra før går med pådrag $^{(0)}\bar{P}_1, ^{(0)}\bar{P}_2, \dots, ^{(0)}\bar{P}_n$ som er middelproduksjoner over den valgte horisont T . Anta at sum etterspørsel over T öker med et marginalt kvantum $\Delta\bar{P}_\Sigma$. Vi stiller oss som oppgave å fastlegge hvordan denne ökning skal taes opp av respektive ressurser. Lösningen kan systematiseres i to hovedsteg:

- Beregning av relativ vannverdi. Systemets forbelastning gir en bestemt tapningsfordeling over T og dermed et bestemt mønster av relevante risikoer som registreres. Ved innsetting i (2) beregnes de relative vannverdier. Det forutsettes nå at ΔP_Σ er så liten at kostnadsfordelingen φ bare endres lite ved opplasting av systemet fra $^{(0)}\bar{P}_\Sigma$ til $^{(0)}\bar{P}_\Sigma + \Delta\bar{P}_\Sigma$.
- Optimal fordeling av tilvekst i sum produksjon. Problemstillingen er som følger:

$$\text{Min} \left\{ \sum_{x=1}^n \varphi_x \int_0^T \Delta \bar{N}_x dt \right. \quad \text{a)}$$

der følgende restriksjon gjelder:

$$\sum_{x=1}^n \Delta \bar{P}_x = \Delta \bar{P}_\Sigma \quad \text{b)}$$

(6)

Formulering av marginalproblem.

$\Delta \bar{N}_x$ er ökning i natureffekt for ressurs "x" når pådraget på denne öker med $\Delta \bar{P}_x$ fra utgangsverdien $^{(0)}\bar{P}_x$.

Lösningen av det formelle problem som definieres ved (6), er gitt ved:

$$\varphi_x \cdot \frac{dN_x}{dP_x} = \lambda \quad (x = 1, 2, \dots, n)$$

der

$$\begin{cases} \varphi_x = (1 - f_x)(1 + \Delta h_x) & (\text{lagresituasjon}) \\ \text{evt.:} \\ \varphi_x = (1 + p_x \cdot \gamma_x) & (\text{effektsviktsituasjon}) \end{cases} \quad (7)$$

Betingelser for optimal dekning av marginal
økning av etterspurt effekt over T.

(7) er en variant av den generelle markedslov som sier at deltakende ressurser i en produksjonsprosess skal arbeide ved den samme grensekostnad λ såfremt dette er mulig.

Med gitte pådrag $(^{(0)}\bar{P}_1, ^{(0)}\bar{P}_2, \dots, ^{(0)}\bar{P}_n)$ på respektive ressurser gir algoritmene (7) nøkkelen for fordeling av en økning $\Delta \bar{P}_\Sigma$ i sumproduksjon på de enkelte ressurser.

Systemet lastes opp ved gjentatt bruk av algoritmen (7). Som startvektor $^{(0)}\underline{P}$ nyttes minimum tillatte produksjoner i respektive magasinverk. Dvs. produksjoner svarende til forventet uregulert tillöp over T. For ressurser uten uregulert tillöp er minsteproduksjonen lik null.

En aktuell logikk for opplasting av systemet er illustrert i fig. 5.26. Logikken skal kort kommenteres:

- Startverdien av produksjonene settes lik middeleffekten i forventet uregulert tillöp over T.
- Med denne pådragsfordeling bokføres tapninger til/fra magasinet.
- Relevante risikoer registreres, og de relative vannverdier beregnes for det belastningsnivå systemet befinner seg på.
- Det undersøkes om ønsket sumbelastning (Σ : middelværdi over T) dekkes. I tilfelle "ja", er opplastingen ferdig, og de relative vannverdier er etablert. I tilfelle "nei", må en ny marginal opplasting foretas.
- $d\bar{N}/d\bar{P}$ ved herskende pådrag beregnes for alle ressurser. Se eksempler i fig. 5.22 og 5.23.
- Grensekostnaden beregnes iflg. (7) for alle ressurser. Iflg. kriteriet tilstrebes lik grensekostnad for samtlige ressurser, og dette gir en enkel algoritme for opplasting av den enkelte ressurs: den ressurs som i øyeblikket er billigst, skal ta det neste Δ -påslaget i P. Prosessen er stabil, idet λ alltid öker med ökende pådrag. To forhold medvirker til dette: φ öker alltid med ökende pådrag, og prinsipielt gjelder det samme for $d\bar{N}/d\bar{P}$.
- Ressursen med laveste λ identifiseres, og denne gis det neste påslaget ΔP . P_{Σ} gis det samme påslag, og en vender tilbake til bokföringsfasen for nytt gjennomlöp av prosessen.

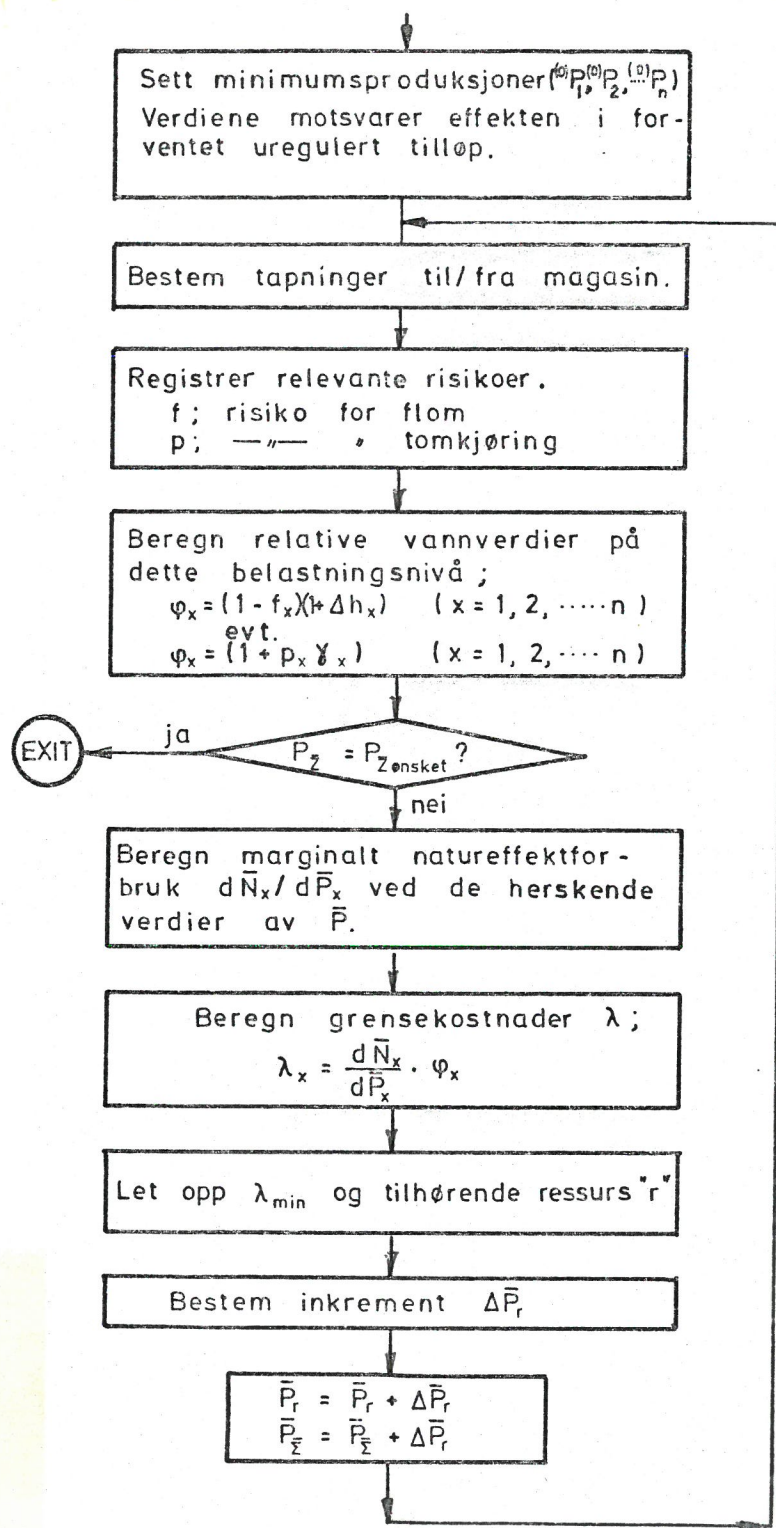


Fig. 5.26. Hovedlogikk for beregning av relative vannverdier for langtidsmagasin.

5.3 Korttidsplanlegging

5.3.0 Oversikt

Gitt et produksjonssystem eller en del av et slikt, omfattende et antall kraftstasjoner med tilhørende system av lang- og korttidsmagasin. Med korttidsplanlegging forstås i det følgende en detaljert planlegging av pådragsfordelingen mellom stasjonene når det ses et antall timer fremover i tid, f.eks. 24.

Følgende er kjent fra overliggende analyser:

- En prognose av sum produksjon i MW for de nærmeste timer, f.eks. 24 - 30 h. Prognosen stilles opp for hånd, eller ved bruk av datamaskin der en tar utgangspunkt i den kraftomsetning som forventes på basis av beregnet vannverdiutvikling for systemet eller delsystemet.
- En prognose av regulert og uregulert tillöp over nærmeste døgn, i det vesentlige gitt av situasjonen/værtypen i øyeblikket.
- Midlere pådrag over uken for respektive stasjoner. Disse er fastlagt på langtids tapningsfordelingsnivå der utnyttelsen av langtidsmagasin studeres et flertall/mangetall uker fremover i tid.
- Relative vannverdier for langtidsmagasin fastlagt på overliggende tapningsfordelingsnivå, se ovenfor.

Ved detaljplanleggingen over døgnet kan problemstillingen formuleres på et flertall måter. To aktuelle formuleringer skal trekkes frem som illustrasjon:

- De relative vannverdier φ for langtidsmagasin antas konstant over døgnet og oppfattes som de styrende parametre. En søker å dekke prognosert sum produksjon over de neste T_{Δ} timer på en slik måte at de totale kostnader definert ved

$$\sum_x \varphi_x \int_0^T N_x dt \quad \text{minimaliseres.} \quad \text{Summasjonen er knyttet til}$$

alle langtidsmagasin i systemet.

- De beregnede midlere pådrag over uken oppfattes som de styrende parametre. En søker å dekke prognosert sum produksjon over de neste T_{Δ} timer på en slik måte, at det totale natur-effektuttak

$$\sum_x \int_0^T N_x dt \quad \text{minimaliseres, når kravet til middeleffekter}$$

iakttas. Summasjonen er knyttet til samtlige magasin i systemet.

Förstnevnte formulering gir de enkleste beregninger og leder til en relativt fri kjøring der styringen alene skjer ved grensekostnaden av lagret vann. Den andre formulering leder normalt til langt mer omfattende beregninger og gir en vesentlig strammere drift, idet en på kort sikt (3: et døgn) iakttar krav til middelproduksjon for alle anlegg. I det følgende illustreres anvendelsen av det opplegg som direkte utnytter de relative kostnader.

Over den gitte tidshorisont T_{Δ} er oppgaven å dekke ønsket sumproduksjon P_{Σ} som er tidsvariabel, på en slik måte at det totale produksjonspotensial reduseres minst mulig. Reduksjonen av produksjonspotensial er definert slik:

$$E' = \sum_x \varphi_x \int_0^T N_x (P_x) dt \quad (1)$$

der summasjonen skjer over samtlige langtidsmagasin. Det antas at driften over T_Δ er marginal i relasjon til utviklingen på lengre sikt: de relative kostnader φ antas følgelig konstante og settes utenfor integraltegnet for respektive ressurser.

Restriksjoner av ulike slag vil alltid gjøre seg gjeldende, og den beste løsning må bestemmes innenfor rammen av disse.

Eksempler:

- Effektbalansen må alltid være oppfylt, idet sum produksjon, referert et sentralt sted i nettet, til enhver tid må svare til spesifisert sum uttak på dette sted:

$$\sum_x P_x(t) = P_\Sigma(t) \quad (2)$$

Summasjonen foretatt over alle stasjoner.

- Hydrauliske betingelser vil normalt komme inn i bildet. F.eks. for magasin som er meget små i forhold til stasjonenes vannføring ved fullt pådrag, vil det være urealistisk å la langsiktige vurderinger bestemme tapningen. Fra time til time kan slike buffere likevel gi mulighet for lagring, og en ønsker å utnytte denne frihetsgrad. Optimal utnyttelse oppnås ved å åpne adgang til størst mulig variasjon i magasinnivået. Dette leder frem til en integralbetingelse der en formulerer krav om vannbalanse over tidsrommet T_Δ , f.eks. et døgn. Hvis en ikke tillater at magasinnivået varierer, går restriksjonen over i det langt strengere krav som innebærer balanse i hvert øyeblikk.

- Begrenset driftsområde. For hver kombinasjon av aggregat må en ta hensyn til at såvel minste som største tillatte produksjon er gitt. Minstepådraget kan være bestemt ut fra påkjenningsforhold i turbinen, krav til fløtningsvann, konsesjonsvannføring, etc. Til tider vil ett eller flere aggregat være ute av drift p.g.a. revisjonsarbeider.

Innenfor driftsområdet for enhver kombinasjon av aggregat er uttaket av natureffekt gitt av avgitt effekt med tillegg for tapene i vannvei, turbin og generator/transformator, eventuelt også linjer hvis slike er med i bildet. I mange tilfelle vil det være realistisk også å ta hensyn til omkostningene ved start og stopp av aggregat. Disse utgiftene kompliserer beregningene, fordi den optimale driftsform i en gitt time blir avhengig av driften såvel før som etter denne tiden.

En nærmere behandling av det formelle problem som foran er skissert, leder i mange tilfeller frem til følgende kompakte system av ligninger for bestemmelse av optimal pådragsfordeling:

$$\psi_x \frac{dN_x}{dp_x} = \lambda \quad (x = 1, 2, \dots, n) \quad (3)$$

der n er antall stasjoner i systemet. Ligningene uttrykker den grunnleggende optimalitetsbetingelse som har gyldighet ved all ressursanvendelse: deltakende enheter skal produsere så meget at marginalkostnaden er den samme for samtlige - såfremt restriksjoner ikke gjør seg gjeldende. ψ_x er relativ vannverdi for stasjon "x" beregnet på grunnlag av en analyse over de nærmeste T_Δ timer. Bemerk forskjellen fra φ_x som er en relativ vannverdi beregnet på lang sikt. ψ_x må være kjent for at (3) skal kunne løses:

- Dersom stasjon "x" tapper fra langtidsmagasin, vil ψ_x normalt svare til den relative vannverdi som beregnes på overliggende langtids tapningsfordelingsnivå.

- Dersom stasjon "x" tapper fra en korttidsbuffer, vil Ψ_x reflektere den relative verdi av vannet i bufferen, når det ses over horisonten T_Δ . Ψ_x beregnes ut fra kravet til vannbalanse for korttidsbufferen. Dersom bufferen f.eks. er et døgnmagasin, vil Ψ_x være konstant over de neste 24 h, såfremt sumprognose $P_\Sigma(t)$ og prognosert uregulert tillöp nöyaktig slår til. I praksis vil uforutsatte avvik ofte opptre, og dette kan motivere en eller flere nyberegninger innenfor T_Δ . Dersom buffermagasinet er nær null, kan krav om momentanbalanse komme inn i bildet, og Ψ_x vil da variere som funksjon av sumbelastningen $P_\Sigma(t)$.

Den praktiske lösning av (3) kan skje i fölgende hovedsteg:

- Et sett av startverdier av Ψ etableres. Disse er dels gitt (for langtidsmagasin) og dels stipulert (korttidsmagasin).
- Med alle Ψ gitt, beregnes optimal produksjonsfordeling iflg. (3) for alle mulige kandidater av aggregatkombinasjoner for hver verdi av önsket sumproduksjon innenfor T_Δ .
- Når alle mulige aggregatkombinasjoner er kartlagt, bringes start-/stoppkostnader inn i bildet, og den sekvens av kombinasjoner fastlegges som minimaliserer (1).
- For et gitt sett av vannverdier Ψ er optimal driftsplan nå fastlagt.
 - Dersom vannbalansen for korttidsmagasin er tilfredsstilt, og eventuelle konsesjonskrav (lakse-/vannparagraf) oppfylt, er den sökte lösning funnet.
 - Dersom vannbalansen ikke er tilfredsstilt, må en eller flere Ψ -verdier justeres. Optimaliseringsprosessen gjentas inntil alle balansekrav er oppfylt.
 - Dersom vannbalansen er oppfylt, men ikke konsesjonskravene, må tapningsrestriksjoner innføres og hele beregningen gjentas, inntil også konsesjonskravene er iaktatt.

5.3.1 Praktisk eksempel

Driften av Tokke-verkene skjer ved on-line bruk av datamaskin. Datamaskinen har i første omgang følgende hovedoppgaver: Automatisk styring av den momentane effektfordeling mellom kraftstasjonene, datalogging, og automatisk kontroll og nettvern av en del av det tilknyttede 275 kV-nett. Den del av opplegget som vedrører vannhusholdningen, skal i det følgende kort omtales.

S y s t e m b e s k r i v e l s e. Systemet som er vist i fig. 5.27, omfatter 5 kraftstasjoner: Tokke (4 x 110 MW), Vinje (3 x 110 MW), Songa (1 x 120 MW), Byrte (1 x 20 MW) og Lio (1 x 40 MW).

Langtidsmagasin er Songa (664 mill. m³), Totak (426 mill. m³), Botnedalsvatn (231 mill. m³) og Børtevatn (151 mill. m³). Dessuten has magasinkomplekset "Vestvannene" som omfatter Bordalsvatn, Ståvatn, Kjelavatn, Langesævatn og Førsvatn. Fremslippingen av vann fra disse er kontrollerbar og tilflyter Totak.

Eneste korttidsmagasin er Vinjevann (11.2 mill. m³) som innenfor døgnet tjener som buffer mellom Vinje og Tokke kraftstasjoner.

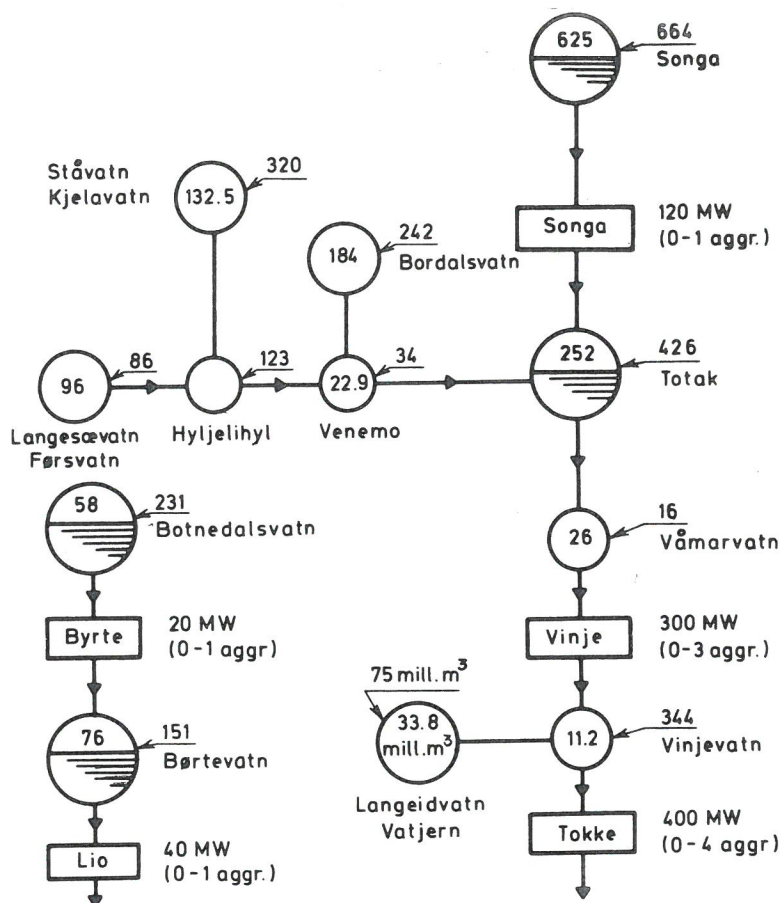


Fig. 5.27. Tokkeverkene. Oversikt over magasin, vannveier og kraftstasjoner.

Forutsetninger for driften. Tokkeverkene inngår som en av flere produksjonsgrupper i Statskraftverkernes samlede produksjonssystem. Ønsket sumproduksjon for respektive grupper fastlegges på grunnlag av vannverdiberegninger på landssentral- og regionnivå med støtte i de relative grensekostnader som beregnes på produksjonsgruppenivå. Se nest siste kolonne i døgplanutskriften. I prinsippet tilstrebes en slik fordeling mellom gruppene at grensekostnadens nivå er det samme for samtlige. En kort oversikt over de nødvendige inngangsdata for planlegging av neste døgns/de nærmeste timers drift gis i det følgende:

- Prognosert sum uttak i GWh/uke for Tokkeverkene, sett over et antall uker fremover i tid. Denne prognose gir grunnlaget for beregning av de relative vannverdier for langtidsmagasinene. Beregning av relative vannverdier skjer off-line.
- Prognosert sum uttak i MW for de nærmeste 24 h. P.g.a. Tokkeverkens medvirkning i lastreguleringen vil det alltid opptre større eller mindre avvik fra prognosen, og dette må det stadig korrigeres for.
- Krav til roterende reserve. Av pålitelighetsmessige grunner kan det eksempelvis forlanges at enhver kombinasjon av igangværende enheter skal kunne ta opp ΔP_{MW} ut over prognosert totalverdi. Dette utelukker en del aggregatkombinasjoner som ellers ville vært kandidater for dekning av prognosert sumproduksjon.
- Aktuelle magasininnhold og ønsket vannstandsområde for Vinje vann 1 døgn frem i tid.
- Forventet uregulert tillöp til Vinje vann over de nærmeste 24 h. På lengre sikt kan tillöpet bare beskrives på statistisk grunnlag, og dette er gjort en gang for alle.
- Aggregat under revisjon med angivelse av i hvilket tidsrom disse ikke kan være driftsklare.
- Hvilke aggregat er i drift i öyeblikket.

TID	MAGASINHOYDE	KODE		
15 40 10	1	1		
TID	MAGASINHOYDE	KODE		
15 40 24	1	2		
TIDFRA	TIDTIL	DATA	KODE	ADR
15 40 0	15 40 0	50	7	3

FORUTSETNINGER

STARTKOMBINASJON 3 1 0
 PRIS SONGA 1.100 PRIS TOTAK 1.000
 KOSTNAD FOR START OG STOPP AV AGGR. (MWH)
 TOKKE 1.20 VINJE 1.20 SONGA 1.20

FALLHOYDER (M)

TOKKE	VINJE	SONGA	BYRTE	LIO
392.41	222.85	275.72	277.00	337.00

MAGASINHOYDER (MOH) :

SONGA	TOTAK	VINJEVANN	BOTNEDALSV.	BYRTEVANN
962.98	687.26	464.41	716.00	432.00

VINJEVANN

LOKALTILSIG 50.0 KBM/SEK

STARTMAG 6.390 O.GR. 8.914 N.GR. 6.744

ETTER 14 ITERASJONER ER GAMMA= 3.760004
 TOTALKOSTNAD FOR NESTE 24 TIMER 12015.88 MWH

DATO: 7 2 1973 KL: 15 51
 DRIFTSPLAN FOR NESTE 24 TIMER
 LAST BYRTE = 16.5 MW
 LAST LIO = 34.6 MW
 VINJEVANN OK!

INTERVALL:			EFFEKTFORDELING:			INNLEST PROGNOSE:					GR.	VANNSTAND
NR	FRA	TIL	TOKKE	VINJE	SONGA	EFF	RES	REVISJON	KOST	VINJEVANN		
1	1540	1600	4 374	2 175	0 0	600	90	0 0 0	1.211	464.41		
2	1600	1900	4 365	3 244	0 0	660	99	0 0 0	1.183	464.59		
3	1900	2100	4 334	3 225	0 0	610	91	0 0 0	1.128	464.70		
4	2100	2200	4 339	2 160	0 0	550	82	0 0 0	1.137	464.72		
5	2200	2300	4 359	1 90	0 0	500	75	0 0 0	1.177	464.72		
6	2300	2400	4 369	0 0	0 0	420	63	0 0 0	1.189	464.67		
7	0	500	4 299	0 0	0 0	350	52	0 0 0	1.067	464.51		
8	500	600	4 349	0 0	0 0	400	60	0 0 0	1.146	464.46		
9	600	700	4 339	1 80	0 0	470	70	0 0 0	1.150	464.45		
10	700	800	4 339	2 160	0 0	550	82	0 0 0	1.137	464.48		
11	800	900	4 374	2 175	0 0	600	90	0 0 0	1.211	464.50		
12	900	1000	4 320	2 149	0 0	520	78	0 0 0	1.104	464.53		
13	1000	1500	4 359	1 90	0 0	500	75	0 0 0	1.177	464.49		
14	1500	1540	4 374	2 175	0 0	600	90	0 0 0	1.211	464.50		

Fig. 5.28. Eksempel på kjøreplan for Tokkeverkene.

Sammendrag av forutsetninger samt
 detaljert kjøreplan for de nærmeste
 24 timer.

Eksempel på kjøreplan. Fig. 5.28 viser i utsnitt en detaljert kjøreplan for nærmeste døgn. Dersom alle stasjoner ble strengt programkjørt, ville planleggingen bekvemt kunne skje off-line og da f.eks. en gang i døgnet. Tokkeverkene deltar i lastreguleringen, og dette medfører at en, kontinuerlig får å behandle et avvik mellom prognosert og aktuell sum belastning:

- På kort sikt (størrelsesorden min.) er ethvert avvik fra prognosen å oppfatte som et tilfeldig avvik, og dette må fordeles på de igangværende enheter på grunnlag av herskende vannverdier og virkningsgradsforløp. Dette er nærmere beskrevet i [29].
- På lengre sikt (størrelsesorden h) må det overvåkes om de avvik som opptrer, er av betydelig systematisk karakter. I tilfelle ja, må ny korttidsplanlegging foretas, og en ny døgnplan vil erstatte den gamle.

Gevinst som følge av systematisk driftsplanlegging. Generelt vil gevinster være å hente på tre nivå:

- I. Ved forbedret utnyttelse av det samlede vannkraftpotensial. Dette befordres ved analyser på vannverdinivå.
- II. Ved bedre "intern" utnyttelse av langtidsmagasin: ved systematisk bruk av tilsigsdata i relasjon til forventet sum etterspørsel.
- III. Ved bedre virkningsgrader på det tekniske plan, hvilket inkluderer optimal utnyttelse av korttidsbuffere.

Driftsgevinsten på nivåene I og II er vanskelig å dokumentere, siden den manuelle referanseløsning er vanskelig å etablere. Svenske tall antyder en årlig gevinst for (I + II) på 1 - 2 %.

På det tekniske plan III er dokumentasjonen enklere. Et større antall etterregninger for Tokkeverkene antyder en dögnggevinst i området 2000 - 4000 kroner når det regnes med en energikostnad av 3 öre/kWh. Dette motsvarer en innsparing av natureffekt i området 0.5 - 1.0 %.

5.4 Diskusjon av noen sentrale forutsetninger

5.4.1 Sammensetning av tilløpsserier for et system

I ett-systemmodellen summeres prinsipielt alle magasin (regnet i energienheter) i det område som betraktes, og denne summen utgjør magasininvolumet i modellen. Til dette ene magasinet kommer det regulerte tilsig, og mellom magasinet og den nedenforliggende kraftstasjon kommer det uregulerte tilsig inn i modellen. Disse tilsigene skal tilsammen utgjøre det totale energitilsig til det virkelige system i området.

Det er innlysende at dette er en forenkling. Hvis alle regulerte felter i området hadde samme reguleringsgrad, ville en slik sammenslåing kunne gjøres uten at feilen ble nevneverdig. Tar man imidlertid for seg f.eks. området Östlandet - Agder, varierer reguleringsgraden fra 2 % og opp til flere hundre prosent for de regulerte feltene. I dette tilfelle er det klart at driftsresultatet ved en simulering i ett-systemmodellen vil bli altfor godt hvis man ukritisk fører hele det regulerte tilsiget i et dårlig regulert felt inn i magasinet. Det er flere veier å gå for å rette på dette forhold. Den totale magasinsum kan for eksempel reduseres noe, det totale tilsig til ett-systemmodellen kan reduseres eller man kan øke det uregulerte tilsig på bekostning av det regulerte, slik at en del av dette må gå tapt. Kombinasjoner av disse er selvsagt også en mulighet.

For å få et riktig resultat må en ta for seg hvert enkelt vassdrag med sine kraftstasjoner og magasiner, og beregne for hver stasjon hvor stor del av det regulerte og uregulerte tilsig som det er mulig å nyttegjøre til kraftproduksjon når det taes hensyn til maskininstallasjon, minimumsvannføringer, flötningsvann osv.

Fordelingen av tilsigene til ett-systemmodellen over det tidsrom som betraktes, skal være en resultant av tilsigene til de forskjellige kraftstasjoner i området. Hvis det hadde eksistert

vannføringsobservasjoner for hver enkelt kraftstasjon, kan man i dag ta inn et slikt observasjonsmateriale. Hvert enkelt vannmerke gis da vekt etter produksjonen i nedenforliggende kraftstasjoner. Nå viser det seg helt unødvendig å nytte et vannmerke for hver enkelt kraftstasjon. Mange kraftstasjoner ligger geografisk sett så nær hverandre i vårt system, at tidsvariasjonene i tilsigene er ganske nær i fase. Dette er påvist ved korrelasjonsanalyser. Ut fra dette er det for eksempel i de undersøkelser som er utført til nå, gjerne benyttet rundt 10 vannmerker for Östlandet - Agder. Med den høye reguleringsgrad systemet har, spiller en unøyaktighet på dette punkt liten rolle for resultatet under forutsetning av at det totale tilsig for tidsrommet som legges til grunn, er korrekt.

Det finnes flere feilkilder enn de som er nevnt ovenfor. Som eksempel kan nevnes usikkerhet i størrelsen på magasinene i området, utilstrekkelige og manglende hydrologiske observasjoner, usikkerhet i behovet, osv. Dette er imidlertid usikkerheter som i like høy grad influerer det virkelige system, slik det drives i dag, og er på den måten ikke spesifikke for problemstillingen her.

Simuleringer på en detaljert modell etter de prinsipper som er beskrevet i avsnitt 5.2, vil kunne gi viktige opplysninger og et grunnlag for å kalibrere ett-systemmodellen for vannverdberegning. Fra simuleringene på den detaljerte modellen vil en få opplysning om hvilke magasin som vanligvis er fulle og får overløp når det samlede magasin har nådd opp i 80 % av fullt, 85 % av fullt, osv. På grunnlag av dette reduseres ett-systemmodellens regulerte tilløp. Det uregulerte tilløp økes tilsvarende for det aktuelle tidsrom. Vi får altså frem en sammenheng mellom sum magasinbeholdning og fordelingen mellom regulert og uregulert tilsig. Kjennskap til denne sammenhengen anvendes ved forbedring av systembeskrivelsen for ett-systemmodellen.

5.4.2 Representasjon av snö- og grunnvannsmagasin

Ved de modeller som i dag anvendes ved driftsplanlegging, omfatter ikke systembeskrivelsen forholdene i kraftverksmagasinets nedslagsfelt. I dette avsnittet vil en først diskutere behovet for å utvide systembeskrivelsen. En utvidelse av dimensjonen på systembeskrivelsen vil spesielt på vannverdinivå medføre en sterk økning av beregningsomkostningene. I siste del av avsnittet er det beskrevet en forenklet fremgangsmåte som anvendes for å dra nytte av eventuelle snömålinger ved vannverdiberegningene. Denne metoden medfører bare en beskjeden økning av beregningsomkostningene.

BRUK AV HYDROLOGISK MODELL

Et eventuelt ønske om å utvide systembeskrivelsen vil være ut fra følgende tankegang:

- a. Utnytte informasjon om et spesielt tilsigspotensial ved starten av en beregning (snömagasin, grunnvannstand, vannstand i uregulerte sjöer, markvann etc.).
- b. Justere hypotesen om at tilsiget er uavhengig fra uke til uke til å anta en viss treghet i tilsigsforløpet.

For å få en forståelse av hensikten med en utvidet systembeskrivelse, blir det her skissert et sterkt forenklet system hvor det antas at tilsiget bare kommer fra et grunnvannsreservoar. Figur 5.29 viser magasinet og dets omegn angitt av to kar.

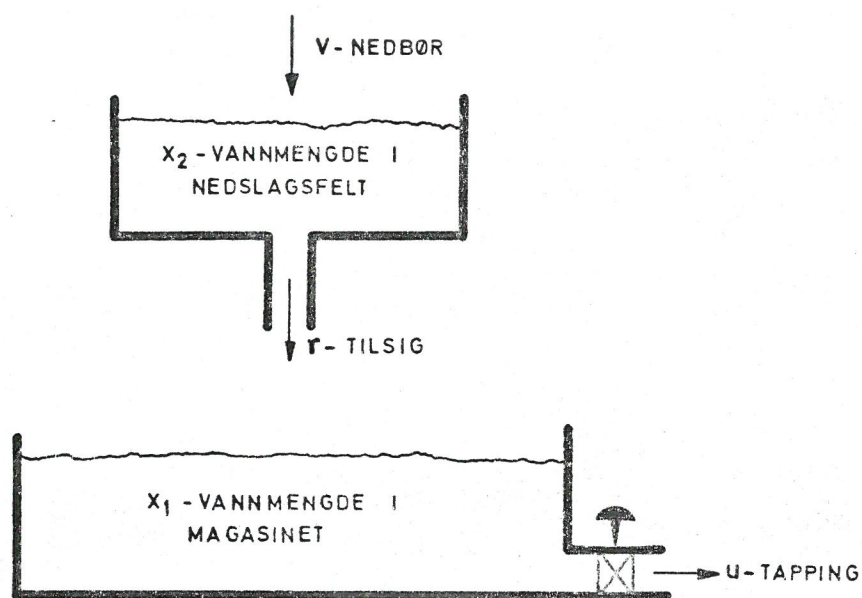


Fig. 5.29. Modell for kraftverksmagasin og nedslagsfelt.

Differensialligningen som beskriver tidsforløpet (dynamikken) for tilstanden i nedslagsfeltet, blir følgende:

$$\frac{dx_2}{dt} = \dot{x}_2 = -r + v \quad (1)$$

Differensialligningen for magasinet blir:

$$\frac{dx_1}{dt} = \dot{x}_1 = -u + r \quad (2)$$

Her er:

x_1	- magasinvolum	(Mm^3)
x_2	- tilgjengelig grunnvannsmengde	(Mm^3)
v	- nedbør	(Mm^3/uke)
r	- tilsig til magasinet	(Mm^3/uke)
u	- tapping	(Mm^3/uke)

Avrenningen fra et grunnvannsreservoar kan settes opp som en lineær funksjon av grunnvannsmengden:

$$r = a(t) \cdot x_2 \quad (3)$$

$a = \frac{1}{T}$ hvor T er en sesongavhengig tidskonstant.

Settes ligning (3) inn i (1), blir systembeskrivelsen som følger:

$$\dot{x}_2 = -a(t) \cdot x_2 + v \quad (4)$$

$$\dot{x}_1 = -u + r \quad (5)$$

$$r = f(x_2) = a(t) \cdot x_2 \quad (6)$$

Her er $a(t)$ et uttrykk for tregheten i tilsiget. Jo større denne er i forhold til tidsoppdelingen i vannverdiberegningen (en uke), desto viktigere er det å ta hensyn til dette fenomenet. Tidskonstantens størrelse vil være feltavhengig, og typiske verdier er fra 10 til 90 døgn.

Hvis feltet ved tiden $t = 0$ inneholder en vannmengde $x_2(0)$, vil en løsning av lign. (4) gi:

$$x_2(t) = x_2(0) e^{-at} + \int_0^t e^{-a(t-\tau)} \cdot v(\tau) d\tau \quad (7)$$

For enkelhets skyld er $a(t)$ antatt å være konstant.

Ligning (7) beskriver utviklingen av grunnvannsmagasinet's størrelse når starttilstand $x_2(0)$ og nedbør $v(t)$ er kjent. Utviklingen av tilsiget finner en ved innsetting i lign. (3):

$$r = a \cdot x_2(0) \cdot e^{-at} + a \cdot \int_0^t e^{-a(t-\tau)} \cdot v(\tau) d\tau \quad (8)$$

Dersom det ikke faller nedbør, eller nedbøren lagres i form av snø, ($v(\tau) = 0$), forsvinner det siste leddet i ligning (7) og tilsiget vil avta eksponentielt fra den gitte starttilstand $a \cdot x_2(0)$. Dette tilsvare det hydrologene kaller en tørrværs-

kurve. Imidlertid vil tilsigsmodellen i fremtiden påvirkes av nedbør som har en viss usikkerhet. Dette medfører at den stokastiske fordelingen for tilsiget vil utvikle seg fra en bestemt starttilstand og med tiden nærme seg fordelingen som er beregnet på basis av 30 års observasjoner. Dette er vist i figur 5.30.

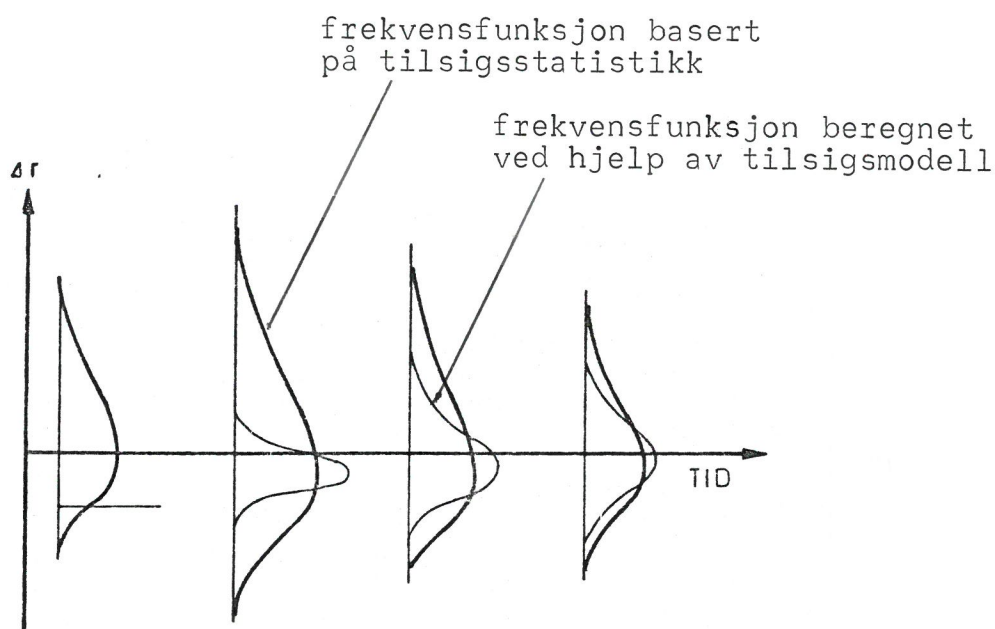


Fig. 5.30. Tilsigets utvikling fra en gitt starttilstand.

I denne forbindelse er det interessant å se på utviklingen av fordelingen for tilsiget om vinteren. Da vil en vesentlig del av nedbøren lagres i form av snø, slik at den usikre påvirkningen på tilsigsmodellen blir redusert ($v \approx 0$). Dette medfører at tilsiget utvikler seg med liten usikkerhet fra den gitte starttilstand, $r(0) = a(0) \cdot x_2(0)$, ved vinterens begynnelse. Dermed kan tilsiget for inneværende vinter predikteres med større sikkerhet enn ved bruk av 30 års statistikk.

Ved vannverdiberegningen, slik den benyttes i dag, beskrives systemet bare av ligning (5). En utvidelse av systembeskrivelsen til også å omfatte nedslagsfeltet, slik som beskrevet foran, vil medføre at vannverdiberegningen må utføres på en "to-system-

modell" beskrevet av differensialligningene (4) og (5). Når det i modellen ikke taes hensyn til tregheten i tilsiget, blir spredningen i magasinutviklingen for liten i forhold til det fysikalske system. Forklaringen på dette er at dersom tilsiget öker mot en stor verdi, vil det ta en viss tid för det kulminerer og avtar igjen, dersom tilsiget har en treghet. Dette vil före til större "pendlinger" i magasinnivået enn når det antas at et stort tilsig en uke kan etterfølges av et lavt neste uke. (Dette kan påvises matematisk ved å undersøke utviklingen av kovariansen for magasinnivået ved de to systembeskrivelsene).

Den hydrologiske modellen som er beskrevet foran, er for enkel til å kunne representere et generelt tilsigsfelt. Neste figur viser en mere realistisk modell.

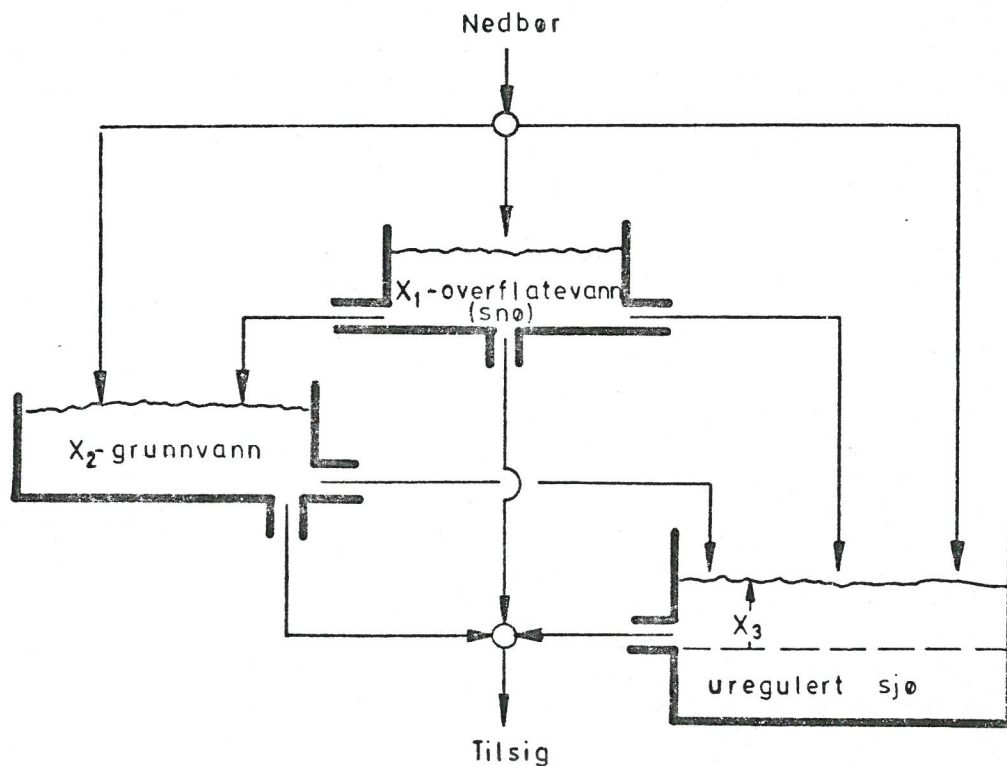


Fig. 5.31. Eksempel på en fysisk basert tilsigsmodell.

Som tilstander velges lagret overflatevann (her inkluderes snömagasinet), grunnvann og vann i uregulerte sjöer. Modellen "styres" av de ukontrollerbare påvirkningene temperatur og nedbör. Strömmingene langs de forskjellige "veier" er styrt av fordelingsparametre (noen tilstandsavhengige), og noen steder er det nödvendig å ta hensyn til tidsforsinkelser. Her kan det også settes opp differensialligninger for de tre magasinene i tillegg til funksjonelle sammenhenger mellom avløp og tilstander. Dette blir ikke nærmere behandlet her. En komplisert fysisk basert hydrologisk modell kan benyttes til å simulere tilsigsforløpet en viss tid framover i tid for å beregne input til deterministisk (d: ingen usikkerhet i avrenningen) optimalisering som f.eks. beregning av driften over en uke.

Hensikten med å ta hensyn til tilsiget dynamikk vil være avhengig av kraftverksmagasinets reguleringsgrad. Dersom et magasin kan akkumulere vann for en periode på to år uten risiko for flom, vil neppe en dynamikk i tilsiget med tidskonstant på ca. 1 måned ha vesentlig betydning for styringen.

For korttidsplanlegging (deterministisk optimalisering) er det mulig å benytte en komplisert modell som simuleres off-line for prediksjon av tilsiget på kort sikt. Denne modellen omfatter grunnvanns- og snömagasin, uregulerte sjöer og markvann. Dagens beregningsopplegg på vannverdinivå (stokastisk optimalisering) tar ikke hensyn til en eventuell treghet (dynamikk) i tilsiget. En nærliggende lösning vil være å simulere tilsigsutviklingen separat i en egen hydrologisk modell og nytte resultatene herfra (frekvensfunksjon for tilsigsutviklingen) som inngangsdata til vannverdiregningen. Nærmere undersøkelser viser at en slik fremgangsmåte neppe innebærer noen forbedring av beregningsmetoden. Dersom en skal ta hensyn til tregheten i tilsiget, er det nödvendig å öke antall tilstandsvariable (flersystemmodeller).

BRUK AV SNÖMÅLINGER FOR JUSTERING AV TILSIGSTATISTIKKEN
I NÅVÆRENDE BEREGNINGSOPPLEGG (VANNVERDIBEREGNING -
ETT-SYSTEMMODELL).

Ved stokastisk optimalisering (langtidsplanlegging) medfører bruk av en 1. ordens hydrologisk modell en fordobling av dimensjonen på systembeskrivelse og dermed en sterk økning av regnetiden. Dersom kraftverksmagasinets nivå kvantifiseres i N_1 verdier og tilsigsmodellens tilstand (en-dimensjonal tilsigsmodell) i N_2 verdier, vil forholdet mellom regnetid med og uten modellen bli $\frac{N_1 \cdot N_2}{N_1}$ ved konvensjonell dynamisk programmering.

Dersom en vil dra nytte av eventuelle snømålinger uten å øke antall tilstandsvariable, kan dette gjøres på følgende måte:

Det må foreligge snømålinger ved det aktuelle tidspunkt for alle 30 tilsigsår som benyttes i vannverdiberegningen i tillegg til et estimat av snömengden for inneværende år.

Det antas at snömagasinet avtar med en tidskonstant T fra starten av snösmeltingen uavhengig av variasjoner omkring forventningsverdien av temperatur og nedbör og at avrenningen går direkte i magasinet (med en eventuell tidsforsinkelse). Da vil avrenningen fra snömagasinet være en deterministisk komponent som kan skilles ut fra resten av tilsiget. Den deterministiske komponenten kan beregnes på forhånd i en egen modell. For hvert av de 30 tilsigsårene fjernes denne komponenten av avrenning. Etterpå legger man til det tilsig som vil komme fra estimert snömagasin i inneværende år. Neste figur viser hvordan snömagasinet avtar som funksjon av tiden.

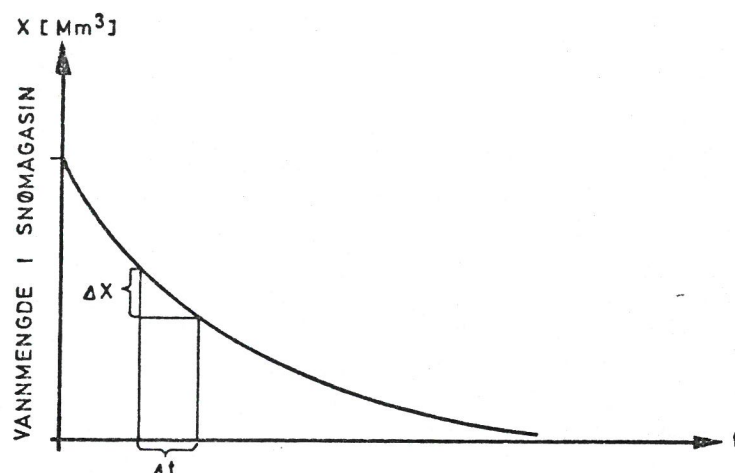


Fig. 5.32. Snøsmeltingens tidsforløp.

Ved å dele opp tiden i intervaller Δt beregnes avrenning fra snømagasinet innenfor tidsintervallet Δt som $\frac{\Delta x(t)}{\Delta t}$ ($\frac{\text{Mm}^3}{\text{tid}}$).

Snømålingene er forbundet med stor usikkerhet (i særlig grad eldre målinger) og usikkerheten i differansen mellom to målinger som har en spredning angitt av σ_1 og σ_2 , vil bli $\sigma^2 = \sigma_1^2 + \sigma_2^2$. Det bør derfor undersøkes om usikkerhet i målingene fullstendig overlagrer eventuelle justeringer. I så fall har de ingen hensikt.

Ved å benytte den justerte tilsigsserie og anta denne uavhengig fra uke til uke, blir det ikke tatt hensyn til starttilstand og treghet (dynamikk) i den resterende delen av tilsiget som kommer fra grunnvannsreservoarer, uregulerte sjøer og markvann. Dette kan bare ivaretas ved en modell av høyere dimensjon slik det er beskrevet foran.

5.4.3 Omkostningene ved svikt i leveringen av fastkraft, som parameter ved beregningene. (Vurdering av fastkraftpris/kvalitet/pris på rasjonert kraft).

Metodene som er beskrevet under avsnitt 5.1, forutsetter at det foreligger en marginalverdivurdering av ulike grader av svikt i leveringen av fastkraft til forbrukerne, slik som vist i preferansefunksjonen i fig. 2.1., side 22. I dette avsnittet vil det bli nærmere diskutert hvordan en kan komme frem til en slik marginalverdivurdering. Vi antar som generell forutsetning at elverket er i stand til å spesifisere den relative innbyrdes beliggenhet av rasjoneringsstrinnene i preferansefunksjonen (dvs. den relative kostnad av ulike grader reduksjon av leveringen til ulike typer forbruk). Problemet i langtidsanalysen blir å fastlegge absoluttnivået for disse trinnene.

I et kraftmarked hvor de enkelte deltakere beslutter på grunnlag av sin beregnede kraftverdi, vil det være en sammenheng mellom et kraftselskaps energikvalitet og det absolutte nivå for kostnaden for reduksjon av fastkraftleveringen. Dvs. fastlegger man kostnaden for reduksjon av fastkraftlevering, får man en bestemt energikvalitet som er gitt av det totale samkjøringssystem. Önsker man derimot en bestemt energikvalitet, er det gitt hvilke kostnader man må tillegge innskrenkninger av fastkraftleveringen.

Når energikvaliteten eller kostnad for innskrenkning er spesifisert, kan man entydig finne de forventede inntekter og utgifter (kjöp og salg av tilfeldig kraft) for kraftselskapet i planleggingsperioden.

Vi har altså en sammenheng mellom følgende tre størrelser:

- Kostnad for innskrenkninger i levering av kraft.
- Energifkvalitet.
- Ökonomisk ramme for kjøp og salg av tilfeldig kraft.

Når en av disse størrelser er gitt, kan man bestemme de to andre.

Ved levering av elkraft må en som ved andre produkter se pris og kvalitet i sammenheng. Det kan her hevdes en rekke prinsipielt ulike syn. I hovedsaken kan tre problemstillinger tenkes formulert:

I. FASTKRAFTENS KVALITET ER SPESIFISERT

"Kostnad for innskrenkning i fastkraftleveringen" blir i dette tilfelle en styreparameter som må fastlegges ved at en prøver flere absoluttnivå for rasjoneringstrinnene i preferansefunksjonen og velger det laveste nivå som tilfredsstiller kvalitetskravene. Dermed oppnår en den ønskete sikkerhet med lavest mulige kostnader for elverket. Når kravet til kvalitet er gitt, må en akseptere de kostnader det medfører å tilfredsstille dette kravet.

Ved endringer i systemet kan det i dette tilfelle bli nødvendig å korrigere "kostnad for innskrenkninger i levering av kraft".

II. ELVERKETS ØKONOMISKE RAMME ER SPESIFISERT

På grunnlag av en analyse av elverkets økonomiske situasjon, krav til videre utbygging, restriksjoner m.h.t. variasjon i fastkraftprisen, etc. er en kommet frem til det beløp elverket kan satse på kjøp av suppleringskraft eller eventuelt den inntekt elverket må ha ved salg av tilfeldig kraft, for å kunne holde den gitte økonomiske ramme.

"Kostnad for innskrenkning i fastkraftleveringen" blir også her en styreparameter som fastlegges ved at en prøver flere absoluttnivå for rasjoneringstrinnene i preferanse-

funksjonen og velger det høyeste nivå (dvs. høyeste kvalitet) som gir forventete driftsavhengige kostnader som ligger under den grense som er satt.

Leveringens kvalitet registreres som et biprodukt fra driftssimuleringene og får i prinsippet bli hva den vil.

III. ELVERKET HAR AKSEPTERT EN VERDIVURDERING AV ULEMPENE VED SVIKT I FASTKRAFTLEVERINGEN.

Preferansefunksjonens rasjoneringsdel er i dette tilfelle gitt. Her kan og bør det diskuteres på hvilket grunnlag vurderingen skal foretas. Er det det nasjonaløkonomiske hensyn som er avgjørende? Eller skal en legge vekt på hvordan hver enkelt abonnent vurderer ulempene ved en svikt (kfr. avsnitt 2.4)? Eller er det elverkets øyeblikkelige og fremtidige tap ved en svikt som skal være avgjørende? De forskjellige betraktningsmåter vil kunne gi forskjellige resultat.

Energikvaliteten og nødvendig kjøp og salg av tilfeldig kraft (økonomisk ramme) følger i dette tilfelle som et resultat av det valg en har foretatt m.h.t. verdivurderingen av ulempene ved svikt i fastkraftleveringen.

Hver av de tre problemstillinger som er nevnt, er formelt sett velegnet for optimaliseringsformål. I praksis er elverkets problemstilling ikke skarpt definert, og ventelig vil en føle at alle tre formuleringer kan være mer eller mindre relevante på samme tid. Noen momenter:

- Ad. I :

Til fordel for den første formulering taler det forhold at de fleste elverk tar sikte på å oppfylle minimumskrav når det gjelder leveringssikkerhet.

- Ad II :

Til fordel for den andre problemstilling kan tale det forhold at et verk føler seg i en trengt økonomisk posisjon — ute av stand til å kontrollere kraftprisen som kan være bestemt ut fra sosialpolitiske hensyn.

Et beslutningskriterium som er påvirket av lokale økonomiske restriksjoner, vil imidlertid kunne føre til en drift som fra et nasjonaløkonomisk synspunkt er ugunstig.

- Ad III:

Til fordel for den tredje problemstilling taler i prinsippet synspunkter som gjøres gjeldende fra overordnet hold. Törrårskomiteen angir i sin innstilling en veiledende verdivurdering av svikt basert på en direkte oppfatning av de samfunnsmessige tap og ulemper som følger av leveringsinnskrenkning. Törrårskomiteen peker på at de enkelte elverk bør vurdere ulemperne ved leveringsinnskrenkninger på en mest mulig ensartet måte.

Komiteen er av den oppfatning at når det gjelder vurdering av ulemper og omkostninger ved leveringssvikt, kommer det inn såpass mange til dels subjektive vurderinger som vanskelig lar seg uttrykke tallmessig, at det neppe er realistisk å basere seg utelukkende på ett av de tre forannevnte alternativ.

I lys av disse momenter vil komiteen anbefale følgende retningslinjer for fastleggelse av nivået for den del av elverkets preferansefunksjon som omfatter de verdivurderte ulemper ved svikt i leveringen til forbrukerne:

- Som grunnlag anvendes den veiledende preferansefunksjon som er angitt av tørrårskomiteen, eller i fremtiden vil bli angitt av Samkjøringen.
- Preferansefunksjonen justeres eventuelt for å ta hensyn til lokale forhold.
- Den valgte preferansefunksjon nyttes etter konsultasjon med Samkjøringen i langtidsanalysen.
- På grunnlag av simuleringsresultatene fra langtidsanalysen vurderes om kvalitet (leveringssikkerhet, dekningsgrad) og nivået for elverkets forventete direkte driftsavhengige kostnader er akseptabelt. Dersom det oppstår konflikt mellom kvalitet og kostnad, forskyves absoluttnivået for preferansefunksjonens rasjoneringsdel inntil et akseptabelt kompromiss er funnet.

Den nedre grense for første rasjoneringsstrinn kan ikke ligge lavere enn de faktiske regnskapsmessige utgiftene elverket har ved en rasjoneringsstrinn.

I dette og foregående avsnitt har vi stilltiende forutsatt at startomkostningene ved iverksettelse av en rasjoneringsstrinn enten er neglisjerbare eller at de kan representeres som et rimelig påslag på de energiavhengige omkostningene ved rasjoneringsstrinn. Ved kortvarige rasjoneringsstrinn vil startomkostningene kunne utgjøre en betydelig del av de totale kostnadene. Ved gjennomgang av simuleringsresultatene må vi derfor kontrollere at påslaget på de energiavhengige rasjoneringsomkostningene er noenlunde riktig.

Avveiningene som er diskutert i dette avsnittet, må foretas på delvis intuitivt grunnlag. Uansett hvor raffinerte våre beregningsmetoder er, kommer vi ikke utenom å måtte foreta enkelte mer eller mindre skjønnsmessige vurderinger.

Å eliminere alle intuitive beslutninger vil neppe være en realistisk målsetting. Vårt mål må være å redusere antallet av slike beslutninger. Men uansett på hvilket grunnlag våre beslutninger er fattet, må vi, før vi bestemmer oss, undersøke konsekvensene av beslutningen. Dette kan vi i vårt tilfelle mest hensiktsmessig gjøre ved å foreta en simulering av driften med ulike forutsetninger.

6. KOMITEENS SLUTTBEMERKNINGER.

Beslut-
nings-
kriterium

Komiteen har i første rekke behandlet retningslinjene for langtidsplanlegging av driften, dvs. de driftsstrategiske disposisjoner m.h.t. utnyttelsen av magasinene, kjøp av suppleringskraft, produksjon av egen varmekraft og salg av tilfeldig kraft.

De metoder som komiteen anbefaler anvendt ved driftsplanleggingen, bygger på beslutningskriteriet som sier at driftsstrategien skal legges opp slik at de samlede forventede driftsavhengige kostnader blir minimalisert.

Med de samlede driftsavhengige kostnader forstås:

de driftsavhengige kostnader ved egen produksjon av varmekraft

pluss de driftsavhengige kostnader ved kjøp av suppleringskraft

minus inntektene ved salg av tilfeldig kraft

pluss kostnader og verdivurderte ulemper ved svikt i levering av fastkraft.

Det er altså forutsetningen at hensynet til ulempene og kostnadene ved en svikt i leveringen av fastkraft blir representert i de driftsavhengige utgiftene.

Betydningen av dette beslutningskriteriet vil variere etter hvordan en velger å oppfatte "ulemper og kostnader ved svikt i levering av fastkraft", eller med andre ord hvordan hensynet til forsyningens kvalitet skal representeres ved beregningene. Dette er nærmere behandlet i avsnitt 5.4.3.

Komiteen mener at de nyansene i oppfatningen som eksisterer med hensyn til elforsyningens målsetting, ikke er større enn at metodene, som bygger på beslutningskriteriet som er nevnt foran, kan tilpasses problemstillingen hos de enkelte elverk og Samkjøringen ved variasjoner i inngangsparametrene.

Langtids-
plan-
legging
av drift.
Vannverdi-
nivå.

Resultatene av beregningene etter den metoden som komiteen anbefaler, foreligger som vannverdier/kraftverdier. Vannverdien (öre/kWh) er definert som verdien for kraftproduksjon av den marginale vannmengde som står for tur for å bli tappet fra magasinsystemet. Verdien er beregnet på grunnlag av forventet krafttilgang (vannkraft, varmekraft og kjøp) og forventete avsetningsmuligheter. Med kraftverdien mener en verdien av en marginal energimengde i et referansepunkt. Disse betegnelser er nærmere definert i rapporten. Ved å sammenligne egen kraftverdi med de aktuelle kraftprisene får en et svar på hvilke disposisjoner som er i samsvar med den fastlagte målsettingen.

Prisfast-
settelse
ved hjelp
av vann-
verdibe-
regninger.
Fordeling
av faste
og drifts-
avhengige
kostnader
mellom de
enkelte
elverkene.

Kraftverdien gir et uttrykk for de driftsavhengige kostnadene. Dersom de enkelte elverkene kraftverdier alene skal danne grunnlaget for avregningen av den tilfeldige kraftutvekslingen, bør en ved avtaler være sikret at også de faste kostnadene blir rimelig fordelt. Dette kan f.eks. gjøres ved at det stilles krav om at de enkelte elverkene, ved hjelp av egen utbygging og faste kontrakter, skal kunne oppfylle sine fastkraftforpliktelser med et visst krav til sikkerhet för de tillates å delta i tilfeldig kraftutveksling med prisfastsettelse utelukkende på grunnlag av de driftsavhengige kostnadene.

Organisa-
sjon

Det kreves ingen vesentlige endringer hverken i organisasjon eller prismekanisme for å kunne ta i bruk nevnte metoder som støtte for driftsledelsens beslutninger. Dette gjelder både for samkjøringens og elverkenes driftsplanlegging. Beregningsprinsippene kan brukes av kraftselskap, for sammenslutninger av slike, og for hele samkjøringssystemet.

Produksjonsmidlene innen elforsyningen er fordelt på mange eiere. Det er en viktig oppgave å legge forholdene til rette slik at samarbeidet mellom disse økonomiske enheter gir et godt resultat også fra et nasjonaløkonomisk synspunkt.

Lang-
siktige
betrakt-
ninger
m.h.t.
forbedring
av pris-
mekanismen.

I samarbeidet innen samkjøringen søkte en tidligere å fremme en rimelig fordeling av produksjonsapparatets faste kostnader ved at nivået for samkjørings-selskapenes nominelle priser ble lagt omtrent på samme nivå som gjennomsnittsprisen ved Statens fast-kraftkontrakter.

Dersom en av forskjellige årsaker velger å ta hensyn til de faste kostnadene ved et påslag i de drifts-avhengige kostnadene ved tilfeldig kraftutveksling, overføringsavgifter, etc., får en en prismekanisme som kan være til hinder for økonomisk hensiktsmessige disposisjoner m.h.t. utveksling av kraft. Komiteen håper at beregningsopplegget som foreslås innført, vil kunne legge forholdene til rette for i større utstrekning å skille mellom faste og driftsavhengige kostnader ved avtaler om kraftutveksling.

Langsiktig
fordeling
av magasin-
tapning.

På det overliggende vannverdinivå beregnes sum vannkraftproduksjon for et elverk eller område. Denne sum skal fordeles på riktig måte på de enkelte stasjoner. På dette nivå anvendes en detaljert modell av produksjonssystemet. Tapningsfordelingen mellom de enkelte langtidsmagasin beregnes på ukebasis. Et aktuelt opplegg som foreligger, er beskrevet nærmere i rapportens avsnitt 5.2.

Korttids-
plan-
legging
av drift.

Komiteen har også arbeidet med utvikling av metoder for anvendelse av korttidsplanlegging av driften (planlegging av driften fra time til time i de nærmeste døgn). I rapportens avsnitt 5.3 er et aktuelt opplegg beskrevet.

Sammen-
ligning.
Konvensjo-
nell drift -
nye metoder.

Det kan ikke legges frem konkrete resultater som viser i hvilken grad drift etter de nye metoder vil gi et resultat som tilfredsstiller elverkets målsetting bedre enn drift etter konvensjonelle retningslinjer brukt av en driftsledelse med lang erfaring. En slik sammenligning er imidlertid mindre aktuell, idet den driftserfaringen som er opparbeidet, fortsatt vil bli benyttet også etter innføring av nye metoder. De nye metoder vil etter komiteens oppfatning gi driftsledelsen en vesentlig bedre oversikt over driftssituasjonen og klare retningslinjer for tilfeldig kraftutveksling. Med de store beløpene som er med i spillet, vil en relativt liten forbedring av driftsstrategien i løpet av kort tid betale den innsats det er tale om.

Samordning
drifts-
utbygging.

Den integrerte problemstillingen omfatter minimalisering av de totale kostnadene (sum av faste og driftsavhengige kostnader). Komiteen har i første rekke behandlet de driftsavhengige kostnadene. Tradisjonelt betraktes driftsplanlegging og utbyggingsplanlegging

i en viss utstrekning som to uavhengige arbeidsområder. Drifts- og utbyggingsplanleggingen bør sees i sammenheng, slik at retningslinjene i de to tilfellene blir utarbeidet etter den grunnleggende målsettingen.

Praktisk
Praktisk
bruk.

Innen kraftutbygging er simuleringsteknikk et anerkjent verktøy. I tiden som er gått siden komiteens prelimiære rapport ble utgitt, er driftsplanlegging etter de retningslinjer komiteen i sin tid trakk opp, innført av en rekke elverk. Tilsvarende beregninger utføres også på samkjøringsnivå. På bakgrunn av erfaringene fra praktisk bruk av opplegget har komiteen ikke funnet grunn til å foreta noen vesentlige prinsipielle endringer.

Videre
arbeid.

De beregningsopplegg som foreligger, bør utvikles videre med sikte både på en nøyaktigere beskrivelse av produksjonssystem og kraftmarked og reduksjon av beregningsomkostningene. Etter hvert som nye kraftkilder introduseres og sammensetningen av det norske kraftproduksjonssystem endres slik at effektaspektet må tillegges større vekt, vil nye problemer bli introdusert i driftsplanleggingen.

Komiteen har ikke tatt stilling til hvordan det videre arbeide bør organiseres.