

TFRT-5056

OPTIMERING AV EFFEKTFÖRDELNING MED
HÄNSYN TILL RULLANDE RESERV FÖR
ÅNGKRAFTAGGREGAT MED HJÄLP AV
DYNAMISK PROGRAMMERING

JAN KLEVÅS
NILS LEFFLER

RAPPORT RE-56

RAPPORT 6913 JUNI 1969
LUNDS TEKNISKA HÖGSKOLA
INSTITUTIONEN FÖR REGLERINGSTEKNIK

TILLHÖR REFERENSBIBLIOTEKET
UTLÄNAS EJ

OPTIMERING AV EFFEKTFÖRDELNING,
MED HÄNSYN TILL RULLANDE RESERV,
FÖR ÅNGKRAFTAGGREGAT MED HJÄLP
AV DYNAMISK PROGRAMMERING

JAN KLEVÅS, NILS LÖFFLER

LTH VT 1969

INST. FÖR REGLERINGSTEKNIK

*In einer Beschränkung
zeigt sich erst der Meister
(Goethe)*

I N N E H Å L L S F Ö R T E C K N I N G

	<u>Sid</u>
1	INNELEDNING..... 1
2	PROBLEMTÄLLNING..... 2
3	ANALYTISK FORMULERING..... 3
4	DYNAMISK PROGRAMMERING..... 4
	4.1 Endimensionell dynamisk programmering..... 4
	4.2 Tvådimensionell dynamisk programmering..... 5
	4.2.1 Direkt generalisering..... 5
	4.2.2 Dynamisk programmering med randvillkor..... 5
5	MODELL FÖR PROBLEMLÖSNINGEN..... 7
	5.1 Rullande reserv..... 7
	5.2 Matematisk formulering..... 7
	5.3 Kostnadskaraktäristik..... 9
	5.4 Inköp av effekt utifrån..... 10
6	METODENS PRAKTISKA TILLÄMPNING..... 11
	6.1 Tabell-metoden..... 12
	6.1.1 Slutsater av tabellerna..... 13
	6.1.2 Flödesschema..... 14
	6.2 Dator-metoden..... 16
	6.2.1 Samplad on-line metod..... 16
	6.2.2 Prognos-metoden..... 17
	6.3 Slutsatser..... 18

	<u>Sid</u>
7	MODELLENS BEGRÄNSNINGAR.....22
7.1	Osäkerhet i effektprognosen..... 22
7.2	Mankeringsrisk..... 23
7.3	Rullande reserv..... 23
8	FRAMTIDSVISION..... 24
9	SAMMANFATTNING..... 25
10	SUMMARY IN ENGLISH..... 26
11	REFERENSER..... 27
APPENDIX 1:	Symbolförklaringar..... 28
APPENDIX 2:	Detaljerat flödesschema för Prognos-metoden..... 32
APPENDIX 3:	Indata..... 46
APPENDIX 4:	FORTRAN-program för Tabell-metoden..... 51
APPENDIX 5:	" " " Samplade on-line metoden..... 57
APPENDIX 6:	" " " Prognos-metoden..... 62
APPENDIX 7:	Utskriftsförklaringar..... 68
APPENDIX 8:	Resultatutskrift för Tabell-metoden
APPENDIX 9:	" " " Samplade on-line metoden
APPENDIX 10:	" " " Prognos-metoden

*ut desint vires,
tamen est laudanda voluntas
(Cicero)*

1. I N L E D N I N G

Under de senaste decennierna har elkraftförbrukningen ökat ständigt pga den kraftiga elektrifieringen av samhället. Härav har följt en omfattande expansion av antalet kraftproducerande enheter, vilket medfört att det blivit både svårare och mer angeläget att utnyttja tillgängliga resurser optimalt.

Efterfrågan på eleffekt varierar oftast rytmiskt dels med årstiden, dels med tiden på dygnet. På grundval av detta försöker varje kraftproducent att göra upp förbrukningsprognoser, vilket innebär att han förutspår efterfrågan på elkraft under en tidsperiod av exempelvis ett dygn. Tyvärr kan dock dygnsrytmen störas av plötsliga oväder, köldknäppar eller av ett allmänt populärt TV-program.

Av intresse vore alltså att för varje timma känna det optimala sättet att möta effektefterfrågan. För att lösa denna uppgift måste även hänsyn tagas till den rullande reserven. Detta begrepp betecknar en effektreserv, som varje kraftföretag har skyldighet att momentant ha tillgänglig för inkoppling på det allmänna nätet enligt en överenskommelse mellan de nordiska länderna.

Möjligheten att köpa effekt från andra kraftverk finns och utnyttjas för att lösa bristsituationer eller såsom ett ekonomiskt alternativ.

Den rullande reserven och möjligheten till inköp utifrån tas hänsyn till vid lösningen av optimeringsproblemet. Osäkerheten i prognoserna av effektförbrukningen och risken att ett kraftaggregat går sönder, den sk mankeringsrisken, lämnas utan behandling.

2. PROBLEMS TÄLLNING

Avsikten med detta arbete är att för en given effektefterfrågan (P) fördela denna på ett antal kraftverksaggregat (i fortsättningen benämnda aggregat) på ett sådant sätt att totala produktionskostnaden minimeras.

Behandlingen av den rullande reserven (O) göres så, att för varje given situation den begärda mängden alltid finns tillgänglig som överskottseffekt på de inkopplade aggregaten. I själva problemlösningen tas ingen hänsyn till sannolikheten för att O ska utnyttjas, eftersom denna kan anses vara liten. (Se avsnitt 5.1). Möjligheten till inköp utifrån har i lösningsmodellen införts som ett fiktivt aggregat. (Se avsnitt 5.4). Observera att den rullande reserven måste utplaceras på de verkliga aggregaten, alltså får den ej inköpas utifrån.

Om samtliga aggregat vore identiska skulle problemet vara ytterst lättlost. Ett verkligt kraftverk har emellertid ofta effektgenererande enheter, som är helt olika. Dessa skillnader har i detta arbete konkretiserats i möjlighet till olika driftkostnader och olika minimala och maximala effektuttag för aggregaten. På detta sätt har en mer realistisk modell skapats, samtidigt som dock ett betydligt mer komplicerat optimeringsproblem uppstått, då samtliga möjliga kombinationer av fördelningar måste prövas, innan den minimala kostnaden erhålles.

3. ANALYTISK FORMULERING

Låt $G_k(P_k)$ vara en godtycklig funktion, som betecknar kostnaden att generera effekten P_k med aggregat nr k .

$\sum_k G_k(P_k)$ är då den totala kostnaden att producera effekten P fördelad på N st aggregat. Optimeringsproblemet kan alltså analytiskt formuleras:

Minimera $\sum_k G_k(P_k)$ med avseende på P_k

under villkoren

$$\sum_k P_k = P$$

$$\min_k P_{kmin} \leq P_k \leq \max_k P_{kmax} = 0$$

där P_{kmin} är minimal uttagbar effekt från aggregat k
 P_{kmax} " maximal " " " " "
 0 " begärd mängd rullande reserv

Minimum av $\sum_k G_k(P_k)$ ger de optimala P_k -värdena. Eftersom både P och 0 ska variera blir ett tvådimensionellt betraktelsesätt det mest lämpliga.

4. DYNAMISK PROGRAMMERING

Fördelningsproblem, för vilka det gäller att utnyttja tillgängliga resurser av olika slag på ett i någon mening effektivast möjliga sätt, kan i många fall med fördel behandlas med dynamisk programmering.

4.1 Endimensionell dynamisk programmering

Betrakta speciellt problemet med att minimera funktionen

$$R(x_1, x_2, \dots, x_N) = g_1(x_1) + g_2(x_2) + \dots + g_N(x_N)$$

över området $x_i \geq 0 \quad \sum x_i = x$

Eftersom min R är beroende dels av området x , dels av antalet termer N , kan man introducera en funktionsföljd $f_N(x)$ definierad av

$$f_N(x) = \min_{x_i} R(x_1, x_2, \dots, x_N) \quad \begin{matrix} N = 1, 2, 3, \dots \\ x \geq 0 \end{matrix}$$

Härav följer omedelbart att $f_1(x) = g_1(x)$

För att erhålla ett rekursivt samband mellan $f_N(x)$ och $f_{N-1}(x)$ för godtyckliga N och x göres på följande sätt.

Låt x_N vara ett godtyckligt tal i intervallet $0 \leq x_N \leq x$. Den återstående delen av området x är alltså $x - x_N$, vilket ska fördelas på de resterande $N-1$ termerna i R . Det minimala värdet av $R(x_1, x_2, \dots, x_{N-1})$ blir enligt definitionen ovan $f_{N-1}(x - x_N)$. För givet x_N betecknar

$$g_N(x_N) + f_{N-1}(x - x_N)$$

en minimal funktionssumma. Ett optimalt val av x_N är således det som minimerar denna summa. Alltså erhålles det rekursiva sambandet:

$$f_N(x) = \underset{0 \leq x_N \leq x}{\text{minimum}} (g_N(x_N) + f_{N-1}(x - x_N)) \quad N \geq 2$$

Det visas lätt (se Bellman Dreyfus sid 15) att detta verkligen är en minimal lösning.

Att med en direktmetod lösa det inledande problemet är både tidsödande och svåröverskådligt, medan man med metoden ovan, den sk dynamiska programmeringen, erhållit ett snabbt och mycket allmän-

giltigt hjälpmedel.

De här presenterade grundprinciperna kan generaliseras till flera dimensioner, vilket visas i nästa avsnitt.

4.2 Tvådimensionell dynamisk programmering

I två dimensioner finns två alternativa tillvägagångssätt att bestämma problemet.

4.2.1 Direkt generalisering

Här fås på samma sätt som i avsnitt 4.1

$$\begin{aligned} f_N(x,y) &= \underset{x,y}{\text{minimum}} R(x_1, x_2, \dots, x_N, y_1, y_2, \dots, y_N) = \\ &= \underset{x,y}{\text{minimum}} \sum_{i=1}^N g_i(x_i, y_i) \quad \text{där} \quad \sum_{i=1}^N x_i = x \quad \sum_{i=1}^N y_i = y \end{aligned}$$

Då erhålles

$$\begin{aligned} f_1(x,y) &= g_1(x,y) & N &= 1 \\ f_N(x,y) &= \min_{\substack{0 \leq x_N \leq x \\ 0 \leq y_N \leq y}} \min(g_N(x_N, y_N) + f_{N-1}(x-x_N, y-y_N)) & N &= 2 \end{aligned}$$

4.2.2 Dynamisk programmering med randvillkor

I många situationer stöter man på problemet att fördela en typ av resurser med hänsynstagande till två uppsättningar randvillkor. Det analytiska problem som därvid uppstår är att minimera funktionen

$$R(x_1, x_2, \dots, x_N) = g_1(x_1) + g_2(x_2) + \dots + g_N(x_N)$$

under bivillkoren

$$x_i = 0 \quad (1)$$

$$\sum_{i=1}^N a_i(x_i) = x \quad (2)$$

$$\sum_{i=1}^N b_i(x_i) = y \quad (3)$$

Enligt principerna ovan fås nu

$$f_N(x,y) = \min_{x_i} (g_1(x_1) + g_2(x_2) + \dots + g_N(x_N))$$

där variationen av x_i bestäms av villkoren 1,2,3.

Alltså fås

$$f_1(x, y) = \underset{\substack{a_1(x_1) \leq x \\ b_1(x_1) \leq y}}{\text{minimum}} g_1(x_1) \quad N = 1$$

$$f_N(x, y) = \underset{\substack{a_N(x_N) \leq x \\ b_N(x_N) \leq y}}{\text{minimum}} (g_N(x_N) + f_{N-1}(x - a_N(x_N), y - b_N(x_N))) \quad N \geq 2$$

Anm. Denna metod ligger till grund för den fortsatta behandlingen.

5. MODELLEN FÖR PROBLEMET I MINIMCEN

*Ä så rulla vi på kuttingen ett tag igen
(Hörlander)*

5.1 Rullande reserv

Den metod som omnämndes i avsnitt 2 för behandlingen av rullande reserven (Q) innebär att det enbart tillses att utrymme finns för den efterfrågade mängden på de inkopplade aggregen. Detta betraktelsesätt förutsätter att sannolikheten för utnyttjandet av Q är liten. Om så ej är fallet bör förutom fördelningen av P även den för Q optimeras. Då i så fall Q måste representeras av en kostnad, så kan priset sättas med utgångspunkt från en sannolikhetsstudie av utnyttjandet av Q . I fortsättningen kommer det hela tiden att antagas att utnyttjningsgraden av Q är liten. Detta är ett realistiskt antagande, då den rullande reserven är avsedd att kopplas in på det allmänna nätet, för att kompensera ett mankerat aggregat hos någon annan kraftproducent.

Möjligheten att köra ett aggregat utan effektuttag, dvs tungångskörning, enbart för att hålla rullande reserv har medtagits.

5.2 Matematisk formulering

Beteckningarna införda i avsnitt 3 har här samma betydelse.

Kostnadsfunktionen $F_k(Q, P)$ är den minsta kostnad i kr/tim att med de k första aggregaten producera effekten P och samtidigt hålla den rullande reserven.

Anm. Aggregaten har tilldelats en godtycklig ordningsföljd, vilket medför att F_k ej är den minimala kostnaden att generera P och Q med k aggregat utvalda bland N , där $N = k$.

Betrakta nu uttrycket

$$Z = G_k(P_k) + F_{k-1}(Q - (P_{kmax} - P_k), P - P_k)$$

Om det antages att effekten P_k ligger på aggregat nr k får argumenten i funktionen F_{k-1} följande betydelse:

$x = P - P_k$ = den effekt som ska placeras på de $k-1$ aggregaten

$P_{kmax} - P_k$ = det utrymme som finns över på aggregat nr k .

Denna plats användes till att placera så stor del av Q som möjligt.

$y = Q - (P_{kmax} - P_k) =$ den del av Q som återstår att placera på de $k-1$ aggregaten.

Anm. Om y är negativt sättes det lika med 0 .

Enligt definitionen ovan betyder $F_{k-1}(y, x)$ den minsta kostnaden att generera effekten x och hålla rullande reserven y med de $k-1$ aggregaten. Alltså är Z kostnaden att producera P och Q med k st aggregat. Således är

$$F_k(Q, P) = \min Z \text{ med avseende på } P_k$$

Sammanfattningsvis fås:

$$F_k(Q, P) = \min_{P_k} (G_k(P_k) + F_{k-1}(Q - (P_{kmax} - P_k), P - P_k)) \quad (1)$$

$k \geq 2$

$$F_1(Q, P) = G_1(P) \quad P \leq P_{1max} \quad (\text{Initialvillkor})(2)$$

$k = 1$

Där det senare uttrycket är ett initialvillkor, eftersom då endast 1 aggregat betraktas måste hela effekten placeras där. Med hjälp av detta villkor och (1) genereras $F_2(Q, P)$, vilket ger $F_3(Q, P)$ osv. Emellertid är det inte enbart kostnaden F_k som är av intresse, utan även hur effekten P ska fördelas på de tillgängliga aggregaten.

Vissa begränsningar för variationen av P_k måste också beaktas. I matematisk formulering får de följande utseende:

$$P_{kmin} \leq P_k \leq \min(P, P_{kmax}) \quad (\text{Randvillkor})$$

$$M_k \geq P + Q$$

där $M_k = \sum_{i=1}^k P_{imax}$ där prim betecknar att summan ej tas över de aggregat, som är avstängda.

Observeras bör att summan endast går till k dvs k st aggregat betraktas. Tolkningen av M_k blir då, att den totala effekten $P + Q$ måste få plats på de av dessa k aggregat, som är igång. Att M_k är beroende av P_k inses av att antalet inkopplade aggregat kan variera med P_k .

Ytterligare några villkor medför nödvändiga begränsningar för pro-

blemets realiserbarhet. Dessa kan skrivas som:

$$\min_k P_{kmin} \leq P \leq \sum_{k=1}^k P_{kmax} - 0 \quad (\text{Realiserbarhetsvillkor})$$

$$P = 0$$

$$0 = 0$$

Med den första olikheten fastlägges de gränser inom vilka P kan variera med hänsyn till att även 0 ska få plats. I detta sammanhang bör observeras, att summan ska gå över alla de k aggregaten, dvs beteckna den maximalt tillgängliga effekten på dessa.

5.3 Kostnadskaraktäristik

I detta avsnitt behandlas kostnadsbilden för ångkraftverk.

För att på ett lämpligt sätt kunna diskutera kostnadsfunktioner, måste ett antal begrepp införas och de definieras här:

Rörlig kostnad = priset att producera 1 MW under 1 tim

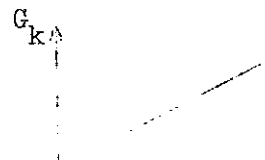
Timkostnad = fast avgift/tim = tomgångskostnad

Varmstartkostnad = startkostnad

Kallstartkostnad = " " efter ett visst antal timmar från aggregatets stopp. I detta arbete är ett visst antal = 15.

Ett lineärt samband mellan genererad effekt och genereringskostnader antages föreligga, dvs här användes kostnadsfunktioner av typen

$$G_k(P_k) = A_k + B_k \cdot P_k$$



där G_k har samma betydelse som i avsnitt 3. A_k

B_k betecknar rörlig kostnad i kr/MWh för aggregat nr k .

A_k kan anta tre olika värden beroende på i vilken driftsituation aggregat nr k befinner sig i, vid den tidpunkt då det ska tas i bruk för generering av aktuellt P och 0 .

$$1/ A_k = \text{timkostnad}$$

$$2/ A_k = \text{timkostnad} + \text{varmstartkostnad}$$

$$3/ \quad A_k = \text{timkostnad} + \text{varmstartkostnad}$$

Anm. Fall 1 innebär att aggregatet antingen körs på tomgång eller producerar effekt.

Angående använda data för konstanterna A_k och B_k se appendix nr 3.

5.4 Inköp av effekt utifrån

I avsnitt 2 nämndes att möjligheten att inköpa effekt utifrån också är ett praktiskt alternativ och därför bör innefattas i den modell, som ska ligga till grund för problemets lösning. För detta ändamål införes ett fiktivt aggregat, för vilket timkostnaden och startkostnaden sättes = 0. Den rörliga kostnaden uppskattas till drygt 125 % av motsvarande kostnad för de verkliga aggregaten. Den lineära kostnadskaraktäristiken enligt avsnitt 5.3 är dock inte helt adekvat här, ty ytterligare några aspekter måste beaktas.

En realistisk bild av verkligheten är, att inköp av stora effekter bör försvåras, framförallt pga att tillgången kan vara begränsad. Däremot bör inköp av mindre mängder vara ett konkurrenskraftigt alternativ till att ett avstängt aggregat startas upp för enbart denna produktion.

För att uppfylla dessa krav införes en kvadratisk term i kostnadsfunktionen, vilken verkar som en straffkostnad vid inköp av stora effekter. Alltså fås:

$$G_k(P_k) = A_k \cdot P_k^2 + B_k \cdot P_k$$

där B_k är den rörliga kostnaden och A_k en straffkoefficient av storleksordningen 0.1.

G_N

P_k

Anm. Det här införda A_k har inte samma fysikaliska tolkning som A_k i avsnitt 5.3.

*Though full of madness,
yet there is method in it
(Shakespeare)*

6. METODENS PRAKTISKA TILLÄMPNING

Den metodik, som valts, för att lösa det tidigare nämnda optimeringsproblemet måste programmeras och en dator måste användas.

Antag att N st aggregat står till disposition. Det primära önskemålet är, att ur resultatet av optimeringen kunna utläsa hur de olika aggregaten ska inställas för att producera den sammanlagda effekten P och hålla den rullande reserven Q .

Optimeringen genomföres för dels det fall då effekt utifrån kan inköpas dels då detta ej är möjligt.

Anm. I praktiken göres effektförbrukningsprognoser för varje timma, vilket kan medföra att aggregatens inställningar måste justeras varje timma. Följaktligen väljes timma som tidsintervall i alla lösningsmetoder. Detta val är emellertid ej ett krav för att metoderna ska fungera.

Eftersom varje aggregat har sin egen kostnadsfunktion, i vilken t_k (se avsnitt 5.3) kan anta tre olika värden, dvs aggregatet kan befinna sig i tre olika driftsituationer, betyder det att N st aggregat kan ge upphov till 3^N st totala driftsituationer. Det gäller alltså att för varje timma med önskat P och Q bestämma den optimala inställningen av de N aggregaten med utgångspunkt från den totala driftsituationen under föregående timma, det sk NULäget.

För praktisk användning av programmet tas här upp två huvudmetoder.

A Tabell-metoden

Denna innebär i korthet, att för alla tänkbara kombinationer av P och Q göra upp tabeller för olika NULägen. Då det enligt ovan finns 3^N st sådana medför det, att ett komplett tabellverk blir mycket omfattande, om N ej är litet. Detta är en allvarlig nackdel, som delvis kan elimineras genom att man på ett systematiskt sätt utväljer ett antal NULägen.

Metodens fördel är att ett tabellverk kan arbetas fram en gång för alla. Se även avsnitt 7.

B Dator-metoden

Denna metod förutsätter att en dator ständigt finns tillgänglig. Man kan använda den på två sätt, antingen inläses varje timma FULäget och kommande timmas aggregatinställningar fås som resultat eller också utnyttjas den till att med hjälp av en dygns-effektprognos bestämma aggregatinställningarna för varje timma.

Bland metodens fördelar är en ökad flexibilitet och att inga stora tabeller fås. En nackdel är att en dator måste användas ofta.

6.1 Tabell-metoden

Av praktiska skäl bearbetas inte alla de 3^N fallen här, utan för att exemplifiera hur metoden fungerar, har speciellt två fall valts ut. För att kunna dra så vittgående slutsatser som möjligt väljes två ytterlighetsfall. Dessa är, dels då alla aggregat före den timma som ska prognostiseras är avstängda och måste varmstartas, dels då de alla går på tomgång eller genererar effekt. I praktiken är dessa båda fall långt ifrån ovanliga, eftersom det en viss tid under ett dygn kan hända både att alla aggregaten är avstängda eller att alla är igång. Då kallstartfallet är ganska ovanligt har det utelämnats.

Observera att dessa båda fall är ytterligheter, vad gäller kostnaden att generera P och Q, men ej vad gäller effektfördelningen på de olika aggregaten. Alltså erhålles två kostnadsvärden i kr/tim för varje P och Q kombination och alla övriga realistiska driftsituationer har kostnader i intervallet mellan dessa båda.

Vissa inskränkningar av icke avgörande betydelse har införts. Sålunda har P_{kmin} (se avsnitt 3) satts = 0 för alla aggregaten inklusive det fiktiva. Detta senare har ingen övre begränsning dvs obegränsade mängder kan inköpas. Som tidigare omtalats behandlas även den möjlighet att ingen effekt utifrån är tillåten att inhandla.

Resultaten presenteras i tabellform, där dels produktionskostnaderna och dels effektfördelningarna för varje aggregat för olika kombinationer av P och Q återges för fyra fall:

Fall 1. Varmstart. Inköp utifrån möjligt.
 Fall 2. " " " ej "
 Fall 3. Tomgång. Inköp utifrån möjligt.
 Fall 4. " " " ej "

För jämförelser mellan de olika fallen se avsnitt 6.1.1.

Ytterligare information finns i

Appendix 3: Inlästa data
 Appendix 4: Program i FORTRAN
 Appendix 8: Tabeller

6.1.1 Slutsatser av tabellerna

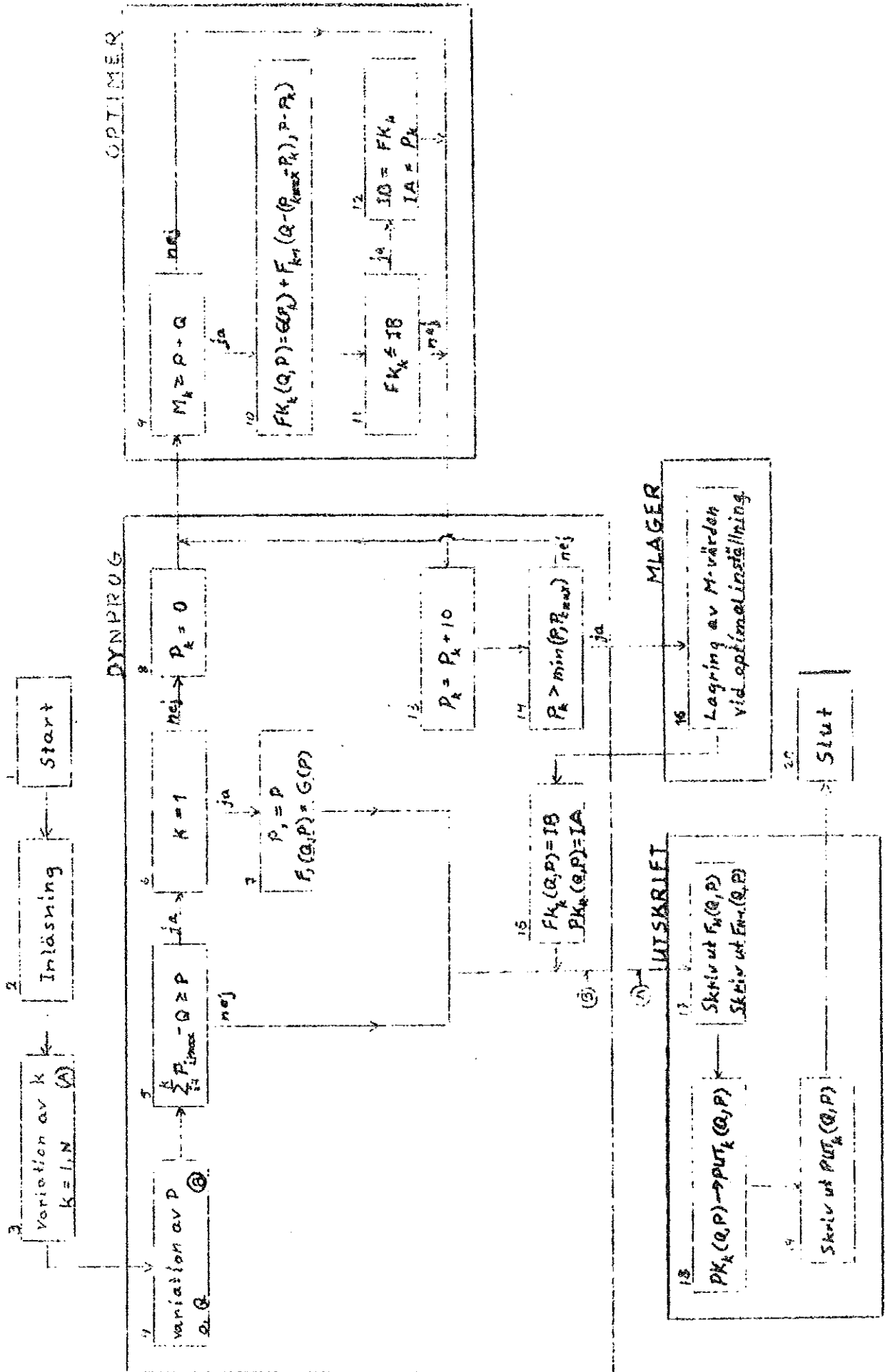
Med hjälp av tabellerna för de fyra fallen kan en del slutsatser dras.

Effektfordelningen i dessa fall är mycket ofta lika, men en markant skillnad fås i fall 1, då en hel del inköp utifrån visar sig vara mest ekonomiskt gynnsamt. Däremot göres i fall 3 inga inköp utifrån, utom då begärt $P + Q$ vore orealiserbart i annat fall. Härav kan den slutsatsen dras, att då alla aggregat är igång lönar det sig ej att inköpa effekt.

Om den kvadratiske strafftermen i kostnadsfunktionen för det fiktiva aggregatet elimineras, resulterar detta för fall 1 i att för nästan alla P - Q -kombinationer effekt inköpes och dessutom i betydligt större mängder. Däremot fås ingen förändring i fall 3.

Som synes är aggregat nr 5 alltid inkopplat, utom vid generering av små effekter, vilka omhändertas av nr 1 och 4. Nr 2 och 3 står ofta urkopplade eller på tomgång för produktion av Q .

Resultatet vid en endimensionell optimering över P finns tillgängligt i tabellerna i kolumnen $Q = 0$. Om detta jämföres med $Q \neq 0$, P konst. framgår det tydligt, att kravet om rullande reserv medför helt andra driftsituationer. Följaktligen är det värdefullt att direkt vid optimeringen ta hänsyn till Q .



Flödesschemat på föregående sida visar i stora drag gången i lösningen av optimeringsproblemet. Det visar just tabellmetoden, men gäller i stort sett även för datormetoderna. I schemat har markerats de olika underprogrammen (subrutinerna), som har använts vid FORTRAN-programmeringen. (Obs vid all programskrivning användes här FORTRAN). Endast de viktigaste testerna och tilldelningarna har medtagits, då framförallt de som omnämndes i avsnitt 5.2.

De beteckningar, som användes, är i huvudsak desamma som i avsnitt 3 och 5.2 dock med följande tillägg:

FK_k = kostnaden i kr att med k aggregat producera effekten P och hålla rullande reserven Q (obs ej optimal kostnad)

IB = de successivt minsta FK_k -värdena

IA = det P_k -värde som ger IB -värdet

$PK_k(Q,P)$ = effekten på aggregat nr k som ger det optimala FK_k -värdet, dvs F_k -värdet

$PUT_k(Q,P)$ = effekten på aggregat nr k som ger $F_N(Q,P)$ resp. $F_{N-1}(Q,P)$

Nedan förklaras i korthet vad som inom flödesschemats olika block tilldragit sig haver.

1. "No comments"
2. Inläsning av erforderliga data, se appendix 3
3. För varje värde på k ($k = 1, 2, \dots, N$) genomlöpes programmet fram till punkten A. (k = antalet betraktade aggregat)
4. För varje tänkbar kombination av effekten (P) och rullande reserven (Q) genomlöpes programmet fram till punkten B.
5. Realiserbarhetsvillkor
Om det ej uppfylles går man till B, dvs en ny P - Q -komb. väljes
6. Om $k = 1$ behöves ingen optimering, utan direkt fås initial-
7. värdena
8. Testandet av olika P_k -värden börjar. (P_k = effekten som skall genereras av aggregat nr k)
9. Randvillkor för variationen av P_k . ($M_k = \sum_{i=1}^k P_{kmax}$)
10. Se avsnitt 5.2 där Z motsvarar $FK_k(Q,P)$

11. Jämförelsetest för att hitta bästa PK_k -värdet
12. Lagring av de hittills bästa PK_k -värdena och motsvarande P_k -värde
13. Nytt P_k -värde
14. Randvillkor för variationen i P_k
OPTIMER genomlöpes alltså för alla P_k -värden upp till $\min(P, P_{kmax})$
15. "No comments"
16. Lagring av den bästa lösningen för varje P-Q-kombination
17. Kostnaderna skrives ut för dels då inköp utifrån är möjligt (F_N) och dels då detta ej är fallet (F_{N-1})
18. PK_k betecknar effekten på aggregat nr k, då k st är tillgängliga, medan PUT_k betecknar effekten på aggregat nr k, då N (alt. N-1) st är tillgängliga
19. Tabellutskrifter
20. "No comments"

6.2 Dator - metoden

*avser styver till det Låsta
(Lindblom)*

För detta fall har konstruerats ett betydligt allmännare program än i avsnitt 6.1. Här tillåtes alla aggregat att ha $P_{kmin} \neq 0$ och framförallt är alla NULäge tänkbara. Nedan kommer de två metoderna från avsnitt 6 (B) att behandlas var för sig.

6.2.1 Samplad on-line metod

Denna metod ger resultat enbart för en timma i sänder, därför måste följande datainläsningar göras varje timma:

- 1/ kodat NULäge där 0 = tomgång eller effektgenerering
-1 = varmstart
-2 = kallstart

- 2/ de önskade P- och Q-värdena

Resultatet ges i form av en kostnad, samt effektfördelningen på aggregaten, dels då inköp utifrån är möjligt, dels då så ej är fallet

Ytterligare information finns i :

- Appendix 3: Inlästa data
- Appendix 5: Program i FORTRAN
- Appendix 9: Exempel på resultatutskrift

6.2.2 Prognos-metoden

Metoden förutsätter, att en relativt säker dygnsprognos för effektbehovet under varje timma är känd. Resultatet ges som kostnad och effektfördelning på aggregaten för varje timma på dygnet.

Programmet arbetar så, att den ursprungliga driftsituationen inläses och ligger till grund för effektfördelningen under första timman. Denna fördelning ger sedan ett NULäge, som i sin tur ligger till grund för andra timmans effektfördelning osv.

Eftersom både fallet I 'inköp utifrån möjligt' och fallet II 'inköp utifrån ej möjligt' behandlas för varje timma, inses att de ovan omtalade NULägena kan baseras antingen på I eller II. Programmet går först igenom de 24-timmarna med NULägen hela tiden grundade på I, därefter upprepas proceduren för II. Observera att vid båda dygns-genomgångarna resultat för både fall I och II skrivs ut.

Följande data måste läsas in varje dygn:

- 1/ 24 st önskade P - värden
- 2/ önskat O - värde
- 3/ ursprunglig driftsituation enligt följande kodning:
 - 0 = tomgång eller effektgenerering
 - 1-15 = varmstart
 - 16- = kallstart

Beteckningarna i 3/ motiveras av, att ett aggregat går över från varmstart till kallstart efter 15 timmar. Följaktligen måste programmet hela tiden hålla reda på hur länge urkopplade aggregat befunnit sig i detta tillstånd.

Då en viss sannolikhet för att ett aggregat mankerar under ett dygn alltid finns, samt att effektprognosen kan vara behäftad med fel, har hänsyn tagits till detta genom att varje resultat skrives ut för

P , $P \pm P/2$. I programmet ersättes P med MP och Q med MQ .

Ytterligare information finns i:

- Appendix 2: Detaljerat flödesschema med förklaringar
- Appendix 3: Inlästa data
- Appendix 6: Program i FORTRAN
- Appendix 10: Exempel på resultatutskrift

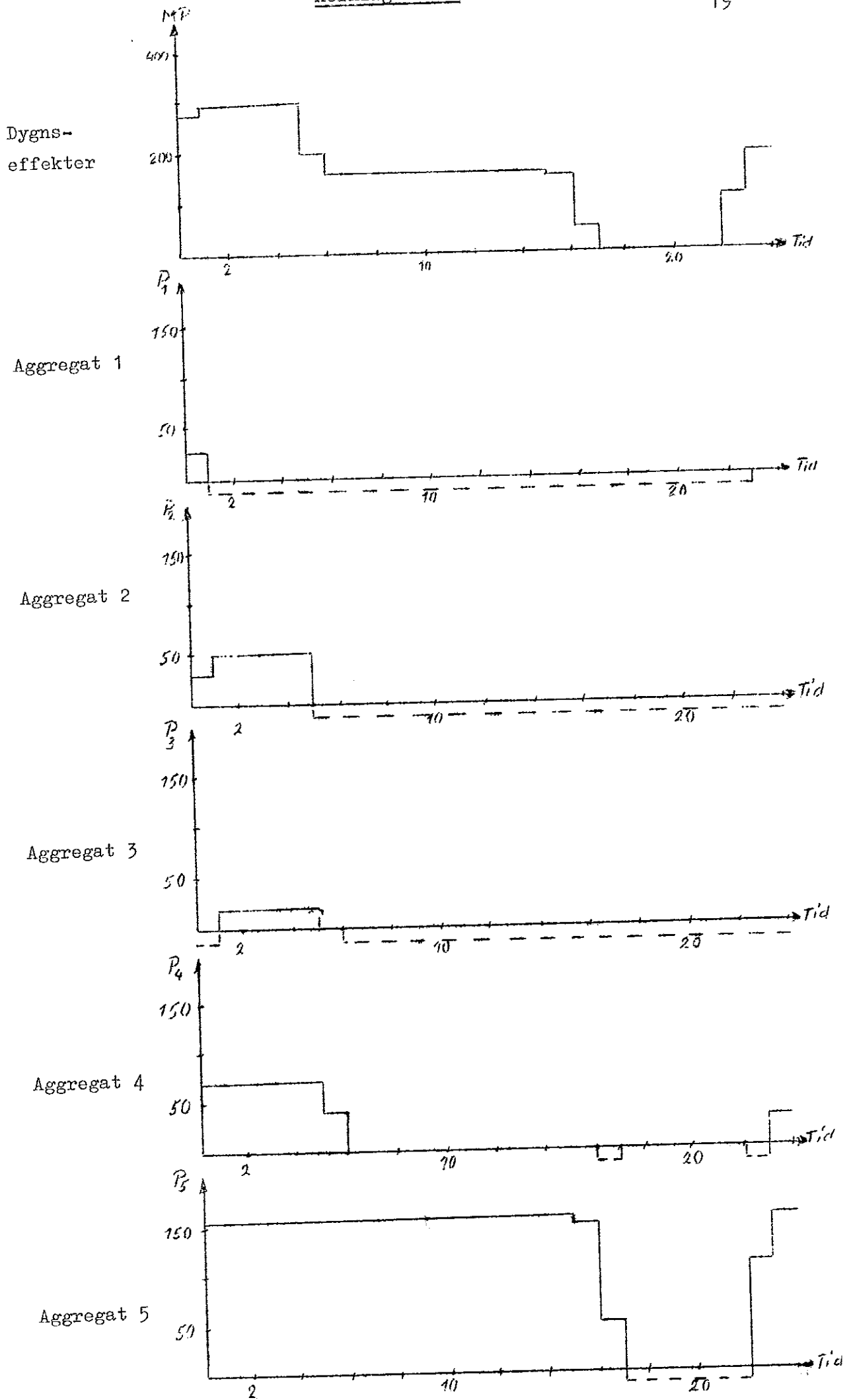
Metoden ger dock inte de fullständigt optimala inställningarna, eftersom den enbart utnyttjar information från vad som har hänt och ej tar hänsyn till vad som prognostiserats framåt i tiden. Någon praktisk betydelse har emellertid ofta inte denna inskränkning. Är man trots det intresserad av att eliminera den, kan detta göras med en dynamisk programmering även över tiden, men det medför att programmen kommer att svälla kraftigt.

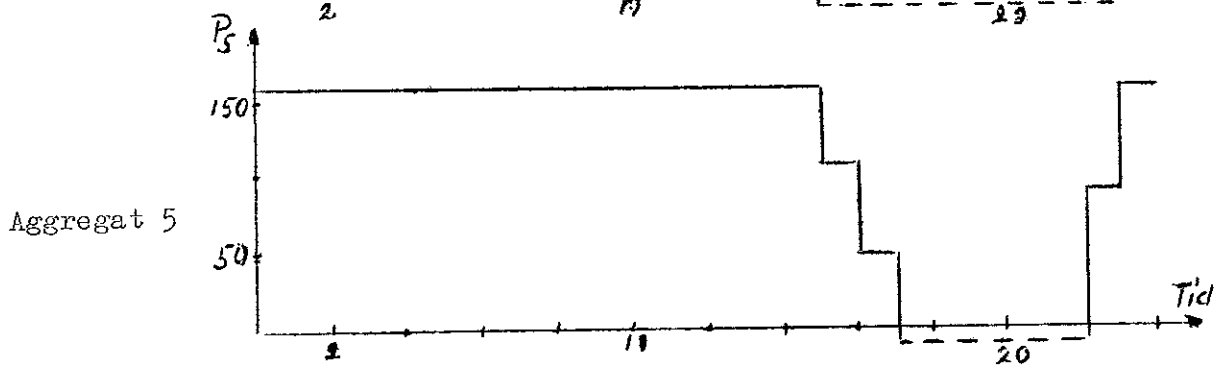
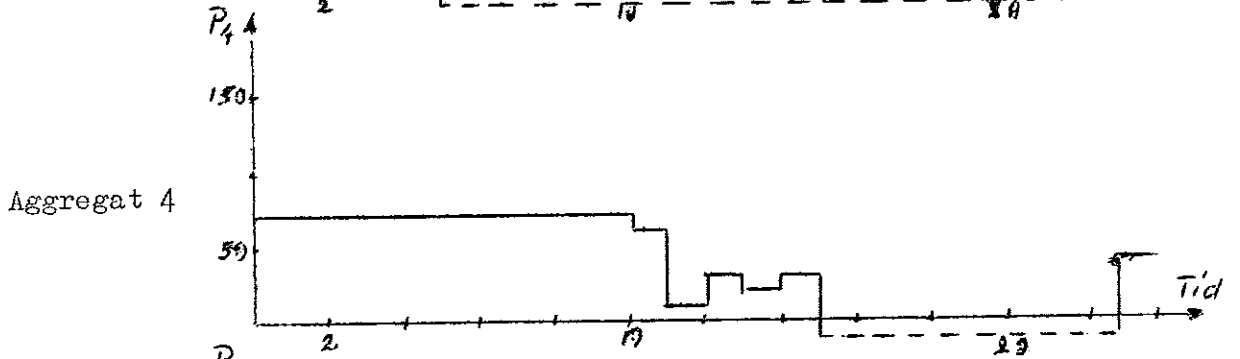
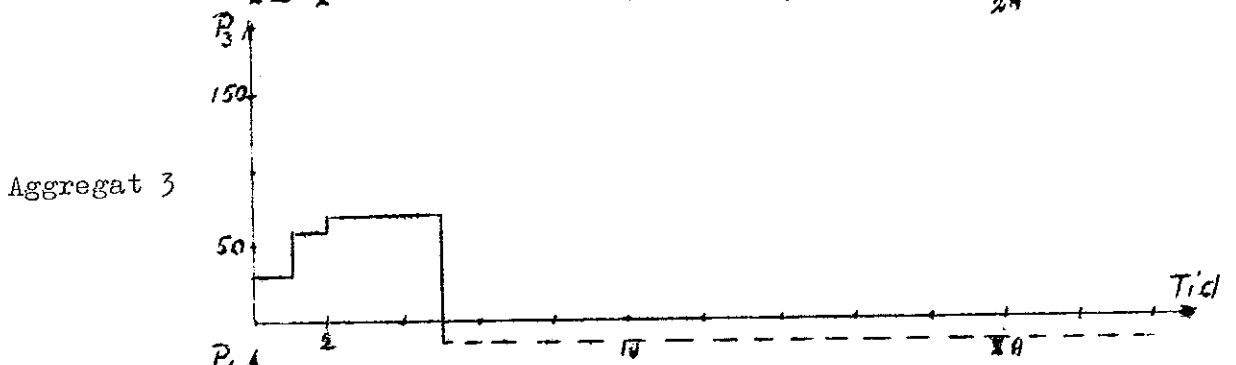
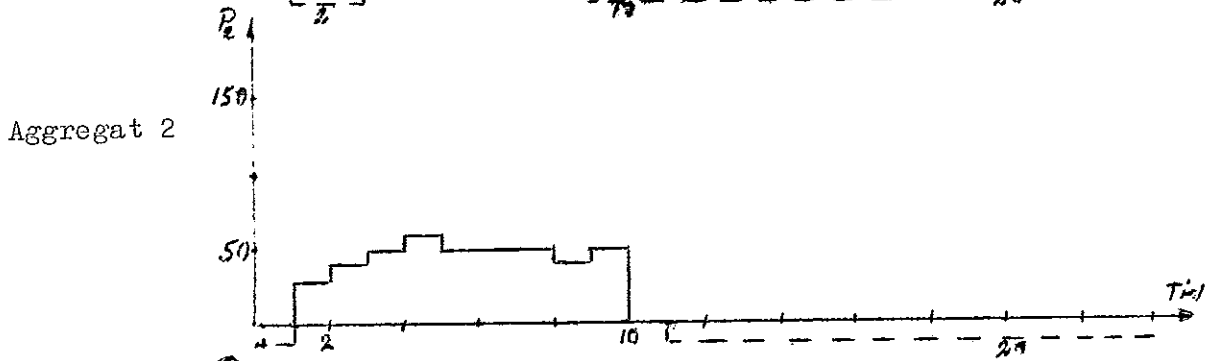
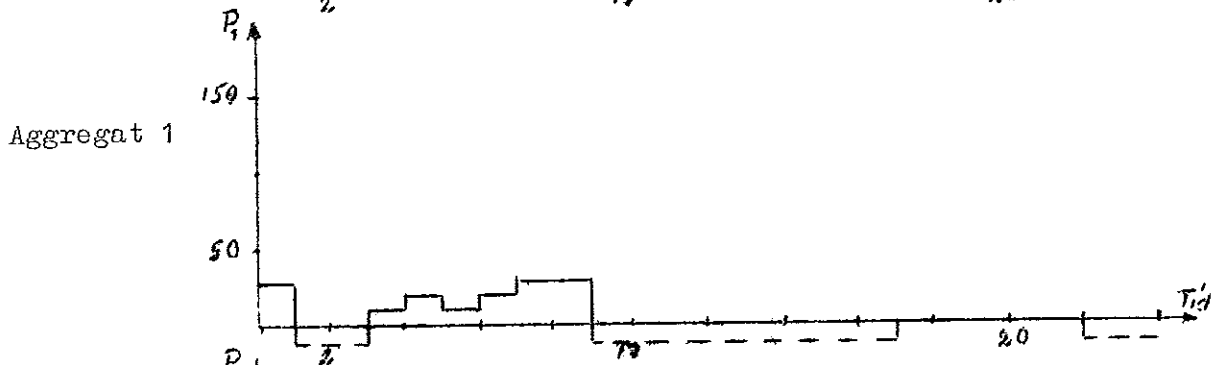
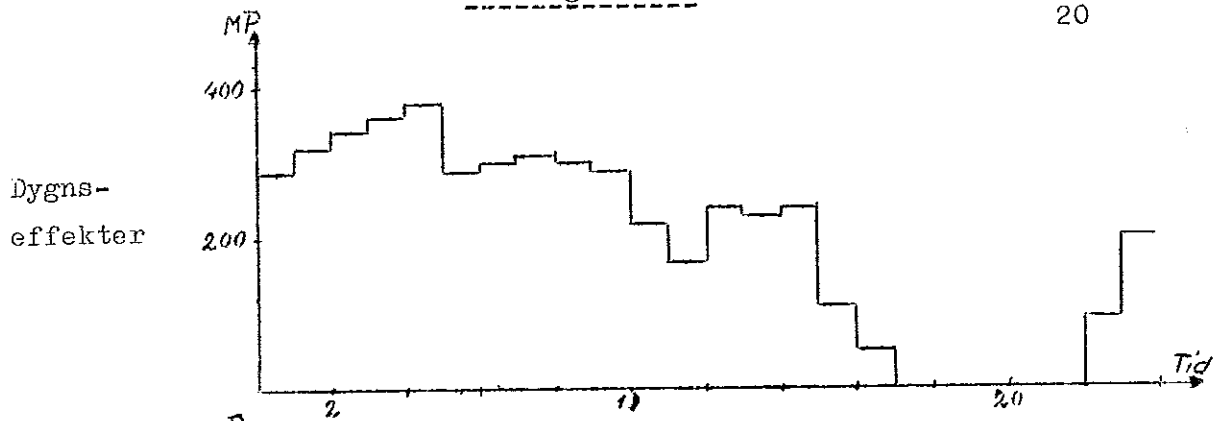
Ett annat problem är att det i vissa situationer kan inträffa att flera olika effektfördelningar ger samma minimala kostnad. Eftersom det kan vara lämpligt att inte i onödan göra alltför kraftiga förändringar av aggregatens inställningar från timma till timma, har i kostnadsfunktionen lagts in en straffterm som särskiljer de identiska fallen. Denna term är kvadratisk beroende av differensen mellan effekten på aggregatet under den föregående och den aktuella timman. Någon signifikant inverkan på den totala kostnadsbilden får inte strafftermen, utan den medför bara att det fall som ger minst förändring på varje aggregat testas fram.

Ann. Vid praktisk användning av programmen måste alltid data för ett fiktivt aggregat läsas in och N måste innefatta detta. Om inköp utifrån ej kan vara aktuellt inläses $ID = 1$ i annat fall $ID = 0$.

6.3 Slutsatser

På följande sidor finns kurvor uppritade för Prognos-metoden med indata enligt appendix 3 körning VI resp VII och resultat enligt appendix 10. De indata som använts representerar två genomsnittsdygn. Resultaten härrör från det fall att inköp utifrån ej är möjligt, samtidigt som de NULägen, som använts, baserats på samma villkor. Eftersom regleringarna av aggregaten sker ganska momentant, får kurvorna





anses som relativt goda approximationer av bakomliggande fysikaliska förlopp. Streckade linjer markerar att motsvarande aggregat är avstängt.

Ur kurvorna framgår bl.a. att då aggregat nr 5 ej är maximalt belastat tas ingen effekt ut ur de övriga aggregaten.

Enligt den i avsnitt 6.2.2 förda diskussionen tar Prognos-metoden ingen hänsyn till efterföljande timmars effektbehov, vilket kan medföra att de ekonomiskt mest gynsamma inställningarna ej erhålles. Detta exemplifieras väl av kurvornas utseende under timma 18-22, då totala effektefterfrågan = 0. Här omhändertas den rullande reserven av aggregat 4 resp 1, men med hänsyn till att aggregat 5 måste generera effekt inom en snar framtid, är den optimala lösningen att låta detta hålla den rullande reserven, så att de andra aggregaten ej behöver startas upp. För kurvblad 2 gäller exempelvis att den av programmet beräknade inställningen av aggregaten först blir mest ekonomisk, då aggregat 5 kan vara avstängt i minst 7 timmar.

Då fluktuationerna på varje aggregat är relativt små, tyder det på att ingen kostnad för upp- och nedreglering av dem behöver införas i modellen.

NULägenas stora betydelse för inställningarna och kostnaderna framgår tydligt av tabellerna. Då straffkostnaden enligt sid 18 enbart införts i Prognos-metoden kan dess inverkan studeras genom en jämförelse med Tabell-metoden. Man ser då, att den haft avsedd effekt. Nyttan av att känna fördelningen för $MP + MP/2$ kan illustreras med följande exempel.

Ex. Körning VII; NULägena baserade på inköp utifrån ej möjligt; tim 11;

Antag att aggregat 4 menkerar. Hur ska den önskade effekten genereras med de återstående aggregaten? Studera $MP + MP/2$. Där kan den nya driftsituationen utläsas.

De effekter och NULägen, som inlästs till Samplade on-line metoden, har valts helt godtyckligt endast för att exemplifiera metodens funktionssätt. En jämförelse med Tabell-metoden för samma effekt och rullande reserv kan göras, och då finner man hur tre olika NULägen påverkar effektfördelningen.

Samtliga program har körts på dator CD 3600 i Uppsala. Denna har ett kärnminne på 32 000 celler och därvid har följande beräkningstider och cellantal erhållits.

<u>Metod</u>	<u>Antal celler</u>		<u>Körtid</u>
Tabell-metoden	16 500		1 min 17 sek */
Prognos-metoden	17 000	Körning VI	3 min 00 sek
		Körning VII	3 min 50 sek
Samplade on-line metoden	12 500		mindre än 1 min

*/ Den stora tidsskillnaden beror på att i körning VI effektbehovet under ett antal timmar vid flera tillfällen är lika.

*And thus the native hue of passion
Is sicklied o'er with the pale cast of thought
(Shakespeare)*

7. MODELLENS BEGRÄNSNINGAR

Vid uppställandet av den matematiska modellen har alla storheter i de olika sambanden antagits vara rent deterministiska. Detta är emellertid inte i full överensstämmelse med de faktiska förhållandena, där ofta störningar av olika slag kan inträffa. Av dessa kan särskilt nämnas osäkerheten i P och mankeringsrisken. Dessutom begränsas modellen av att sannolikheten för att Q utnyttjas ej i nämnvärd utsträckning beaktas.

7.1 Osäkerhet i effektprognosen

Den under en tidsperiod efterfrågade effekten P bestäms bl a av vissa förundersökningar (exempelvis meteorologiska och statistiska) och de därvid uppkomna resultaten ligger till grund för den prognos, ur vilken P fastlägges. Det är dock oundvikligt, att det blir en viss osäkerhet i effektprognosen, vilken naturligtvis kommer att ha en icke obetydlig inverkan på resultaten. Någon direkt hänsyn till detta har i föreliggande arbete ej tagits, men vissa uppskattningar av felets inverkan kan göras i resultatutskriftena.

1/ Tabell-metoden:

Ur tabellerna kan utläsas aggregatens inställning även för $P \pm 10$, $P \pm 20$ osv, där P är önskad effekt och där Q hålles konstant, dvs en viss uppfattning om felets betydelse kan fås.

Ex. Ur tabellerna för Fall 3 fås för $P = 230$, $Q = 80$ MW

Aggregat nr:	1	2	3	4	5
$P + 10$ (MW)	10	-1	0	70	160
P	0	-1	0	70	160
$P - 10$	-1	-1	0	60	160

Ann. -1 = avstängt aggregat, 0 = tomgång

Ur detta exempel inses, att det föreligger en viss osäkerhet om aggregat nr 1 bör vara inkopplat eller ej. I många andra fall påverkar en förändring i P på ± 10 MW ej aggregatens driftsituation.

2/ Prognos-metoden:

Även denna metod ger en viss uppfattning om felets inverkan, dock ej så bra som Tabell-metoden.

7.2 Mankeringsrisk

Med mankeringsrisk förstås sannolikheten för aggregathaveri. Ett visst begrepp om inverkan av denna kan fås ur tabellutskriften för Tabell-metoden och Prognos-metoden.

7.3 Rullande reserv

Sannolikheten för att Q ska utnyttjas har som tidigare nämnts ej behandlats direkt, men ur Tabell-metoden kan intressanta iakttagelser göras angående denna sannolikhets påverkan av resultatet. Om denna sannolikhet är stor borde man optimera över $P + Q$. Kombinationen $P = P' + Q'$, $Q = 0$ kan direkt avläsas och jämföras med $P = P'$, $Q = 0'$. Det senare paret gäller ju då sannolikheten är liten. Om man i tabellverket gör sådana jämförelser och behandlar dem statistiskt, kan en uppfattning fås om sannolikheten för utnyttjandet av Q har någon nämnvärd inverkan på aggregatinställningarna.

8. FRAMTIDSVISIONER

Om endast ett litet antal aggregat, dvs N litet, betraktas, kan en 'manuell optimering' av inställningarna eventuellt ge ett ganska bra resultat, men ju större N blir desto omöjligare blir denna typ av optimering och värdet av de beskrivna metoderna växer kraftigt.

I detta arbete har endast behandlats ångkraft, men i praktiken har man även tillgång till vattenkraft. Eftersom man ogärna gör alltför kraftiga regleringar av ångkraftaggregat, låter man stora eller häftiga förändringar i effektbehoven kompenseras med vattenkraft. Den senare används naturligtvis även för normal effektleverans. Om en kostnadsfunktion definieras för vattenkraftaggregaten och lämpliga prioriteringskriterier mellan bruket av ång- och vattenkraft introduceras, kan även den senare införas i de här använda metoderna.

I en nära framtid är det troligt att ett önskemål för ett kraftföretag blir, att kunna optimera effektfördelningen på samtliga sina aggregat, och därvid skulle principiellt metoderna i detta arbete kunna utnyttjas. En direktoptimering med dessa över alla aggregaten blir tämligen omfattande pga att dynamisk programmering kräver ett mycket stort minnesutrymme i datorer, därför kan någon annan indelningsgrund än aggregat vara lämplig. Som sådan kan väljas exempelvis kraftverk (om dessa tilldelas en kostnadsbild) eller aggregatgrupper bildade på grundval av aktuella lika genereringskostnader.

Ett annat framtidsmål vore att med en dator optimalt reglera inställningarna av aggregaten på ett kraftverk. För detta ändamål lämpar sig en modifierad form av Samplade on-line metoden. Genom att mata en programmerad dator vid lämpligt valda tidpunkter (samplingspkter) med aktuell effektefterfrågan beräknas de optimala aggregatinställningarna, som överföres i styrimpulser. Datorn måste efter varje reglering hålla i minnet den nya driftsituationen, vilken ger NULäget för nästa styrning.

Nästa steg i utvecklingen vore att med en central dator optimalt on-line-styra ett helt kraftföretags totala effektproduktion.

9. S A M M A N F A T T N I N G

En leverantör av elektrisk energi har till sitt förfogande ett antal ångkraftaggregat, med vilka han önskar tillgodose ett av marknaden ställt effektbehov. Även till en effektreserv, den rullande reserven, måste hänsyn tas.

Problemet består däri, att fördela den efterfrågade effekten och den rullande reserven över de tillgängliga aggregaten på ett sådant sätt, att kostnaderna för effektproduktionen blir så små som möjligt. Då man i praktiken i en bristsituation kan inköpa effekt från andra kraftproducenter, har denna möjlighet tagits med i form av ett fiktivt aggregat.

Vid variationsanalytiska problem av ovanstående karaktär, erbjuder litteraturen en mängd olika lösningsalternativ. I föreliggande fall har valts metoder med dynamisk programmering i två dimensioner, till stor del med tanke på problemets diskreta natur. En kostnadsfunktion har därför definierats, vilken iterativt bedömer de minsta kostnaderna för effektgenerering av en bestämd kombination effekt och rullande reserv, utgående från kostnadsfunktioner för varje aggregat. Den rullande reserven garanteras utrymme på aggregaten, men inget avseende fästes vid var den placeras, då sannolikheten för dess utnyttjande har ansetts vara liten.

Vid praktisk drift sker regleringen av aggregaten varje timma, varför all optimering sker med detta tidsintervall som bas. Härvid måste information om föregående timmas driftsituation utnyttjas.

För två driftsituationer presenteras för ett antal olika kombinationer av effektbehov och rullande reserv tabeller över kostnader och effektfördelningar.

Ett program, som kan leda fram till en on-line-styrning av kraftverksaggregaten, har även konstruerats.

För att en kraftproducent alltid ska vara väl rustad att möta ev. variationer i effektförbrukningen, gör han upp effektprognoser för t.ex. ett dygn. För problemet att med denna som grund kunna uttala sig om effektfördelningen på de olika aggregaten varje timma, presenteras också en lösning.

Hela problemet har behandlats rent deterministiskt.

10. S U M M A R Y I N E N G L I S H

A supplier of electrical energy has to his disposal a number of steam-power aggregates. With these he wishes to meet a demand for capacity raised by the market. He must also take into consideration an effect reserve, the spinning reserve.

The problem is to distribute the capacity demanded and the spinning reserve among the available aggregates in such a way that the cost of the capacity production will be as small as possible. In practice there is a possibility of buying effect from other power-suppliers, and therefore this situation is introduced in this work as an imaginary aggregate.

Regarding analytical problems of variation of the character mentioned above, the literature offers a number of different solution alternatives. In the present analysis methods with dynamic programming in two dimensions has been chosen, to a large extent due to the discrete nature of the problem and the consideration of the spinning reserve.

In this case a cost function has been defined, which iteratively ascertains the smallest cost for the supply of a fixed combination of effect and spinning reserve, based on the cost function for each aggregate. The spinning reserve has been treated in such a way that there will always be room for it within the aggregates, but no attention has been paid to where it is placed, because of the probability of using it has been assumed to be small.

When running practically the regulation of the aggregates is made every hour, therefore this time-interval is chosen as a base of all optimizing. Hereby the information of the preceding running situation must be used.

For two running situations and for a number of different combinations of effect and spinning reserve tables have been constructed, which present the costs and the distributions of effect.

A data-program, which can result in an on-line-steering of power aggregates, has also been brought out.

Because of that a producer of electrical power always want to be well prepared to meet possible variations in the consumption of effect, he makes effect prognostications for e.g. twenty-four hours. With such a prognostication as a ground a solution is made, which for every hour gives the distribution of effect among the different aggregates.

The whole problem has been dealt with from a completely deterministic point of view.

11. R E F E R E N S E R

Bellman, R & Dreyfus, S: " Applied Dynamic Programming ". Princeton University Press. Princeton, New Jersey 1962.

Hara, K, Kimura, M & Honda, N: " A Method for Planning Economic Unit Commitment and Maintenance of Thermal Power Systems ". IEEE Transactions on Power Apparature and systems. Vol. Pas-85, No. 5. May 1966. University of Tokyo.

Hällsten, Bertil: " Operationsanalytiska Metoder. V. Produktval och Programmering ". FDO-meddelande nr 44. Stockholm 1962. .

Lowery, P G: " Generating Unit Commitment by Dynamic Programming ". Los Angeles Dept. of Water and Power. Los Angeles, Calif.

Tou, Julius T: " Modern Control Theory ". McGraw-Hill Book Company 1964.

A P P E N D I X 1

Förteckning över använda symboler

Här nedan förklaras alla de symboler som har använts tidigare i texten samt de viktigaste symbolerna i FORTRAN-programmen.

Santliga metoder

<u>Text</u>	<u>FORTRAN</u>	<u>Betydelse</u>
k	K	antalet aggregat som betraktas och ordningsnumret för det sista av dessa
N	N	totala antalet aggregat och ordningsnumret för det fiktiva aggregatet
P	P, MP	total effektefterfrågan
Q	Q, MQ	efterfrågad rullande reserv
	J	index som motsvarar totaleffekt
	I	index som motsvarar rullande reserv
P_{kmax}	PKMAX(K)	maximalt uttagbar effekt på aggregat nr k
P_{kmin}	PKMIN(K)	minimalt uttagbar effekt på aggregat nr k
P_k	PKN	effekt på aggregat nr k
$PK_k(Q,P)$	PK(I,J,K)	effekt på aggregat nr k vid optimal inställning av de k första aggregaten vid effektefterfrågan P och rullande reserven Q
$G_k(P_k)$	G(PKN)	kostnad i kronor att med aggregat nr k producera effekten P_k
B_k	BK, B(K)	rörlig kostnad i kr/MWh för aggregat nr k

<u>Text</u>	<u>FORTRAN</u>	<u>Betydelse</u>
A_k	AK, A(K), A(3,K) A(2,K) A(1,K)	(3) timkostnad = tomgångskostnad (2) timkostnad + varmstartkostn. (1) timkostnad + kallstartkostn.
$FK_k(Q,P)$	FK(I,J)	kostnad i kronor att med k aggregat producera effekten P och hålla rullande reserven Q (obs ej optimal kostnad)
IB	IB	de successivt minsta FK_k -värdena
IA	IA	det P_k -värde som ger IB-värdet
$F_{k-1}(Q,P)$	FG(I,J)	minimal, dvs optimal, kostnad i kronor att med k-1 aggregat producera effekten P och hålla rullande reserven Q
M_k	M(I,J,K)	$\sum_{i=1}^k P_i$ imax (prim betecknar att summan ej tas över aggregat som är avstängda) = totalt effektutrymme på de av de k aggregaten som är inkopplade
NULäge		total, dvs alla M aggregatens, driftsituation under timmen före den betraktade
	ID	avgör om fallet 'inköp av effekt utifrån möjligt' skall behandlas eller ej (0 = ja ; 1 = nej)
	PSTEP	steglängd för effekten
	QSTEP	steglängd för rullande reserven
	N1	antalet gånger P ska varieras
	N2	antalet gånger Q ska varieras
	KSP	$\sum_{i=1}^k P_i$ imax
	D	KSP - Q
	UKHAX	P_{kmax} då aggregat nr k är inkopplat
		0 då aggregat nr k är avstängt
	NY	N då inköp av effekt utifrån möjligt
		N-1 då inköp av effekt utifrån ej möjligt

Tabellmetoden

<u>Text</u>	<u>FORTRAN</u>	<u>Betydelse</u>
$F_k(Q, P)$	$F(I, J, K)$	minimal, dvs optimal, kostnad i kronor att med k aggregat producera effekten P och hålla rullande reserven Q
$PUT_k(Q, P)$	$PUT(I, J, K)$	effekt på aggregat nr k vid optimal inställning av N (resp. N-1) aggregat vid effektefterfrågan P och rullande reserven Q
	PMAX	största totaleffekten
	QMAX	största rullande reserven
	KFORM	avgör om $A(K)=(2)$ (KFORM=1) eller $A(K)=(3)$ (KFORM=2)
	IC	0 då inköp av effekt utifrån möjligt N-1 då inköp av effekt utifrån ej möjligt

Samplade on-line metoden

<u>Text</u>	<u>FORTRAN</u>	<u>Betydelse</u>
	NU(K)	aggregat nr k:s driftsituation under timmen före den betraktade
	F(K)	minimal, dvs optimal, kostnad i kronor att med k aggregat producera effekten MP och hålla rullande reserven MQ
	L	antalet olika driftsituationer som ett aggregat kan befinna sig i
	MINP	$\min(P_{1\min}, P_{2\min}, \dots, P_{k\min})$
	IC	Se Tabellmetoden

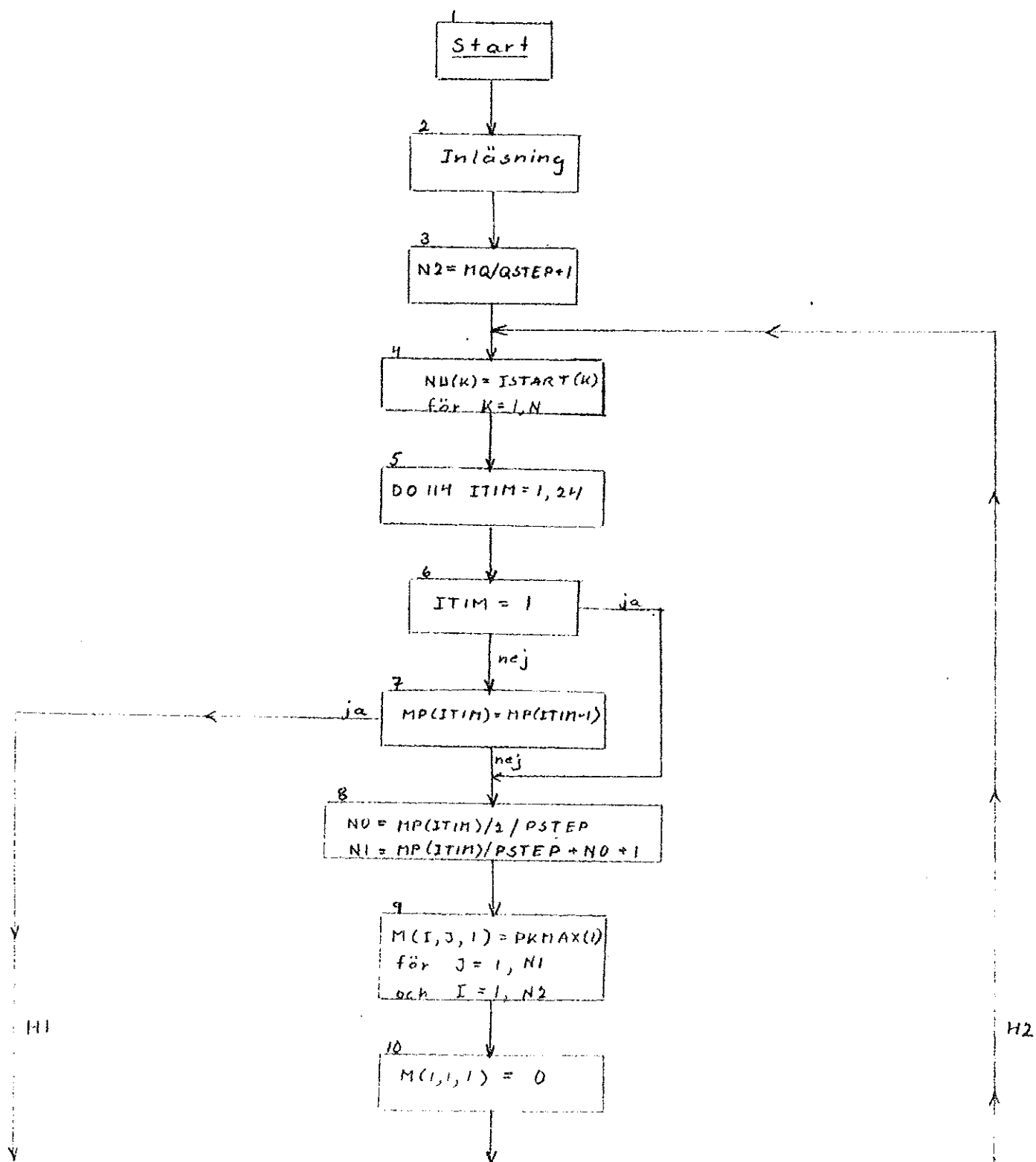
Prognosmetoden

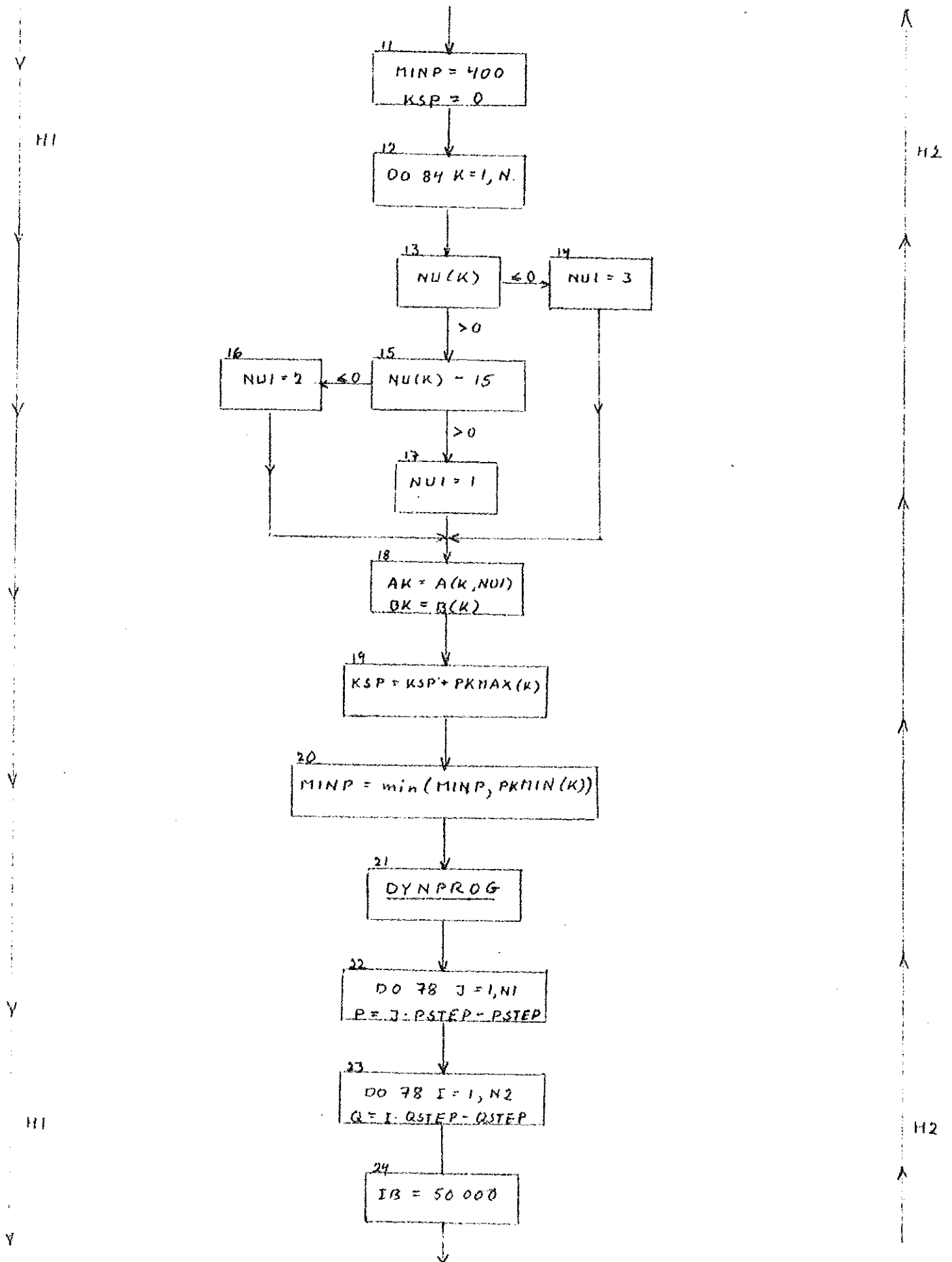
<u>Text</u>	<u>FORTTRAN</u>	<u>Betydelse</u>
	ISTART(K)	aggregat nr k:s driftsituation under timmen före det betraktade dygnet
	NU(K)	Se Samplade on-line metoden
	ITIM	tiden på dygnet
	MP(ITIM)	total effektefterfrågan under timmen ITIM
	L	Se Samplade on-line metoden
	MINP	Se Samplade on-line metoden
	J3	motsvarar $MP - MP/2$, MP , $MP + MP/2$
	F(J3,K)	minimal, dvs optimal, kostnad i kronor att med k aggregat producera effekten 'J3' och hålla rullande reserven MQ
	PUT(J3,K,ID)	effekt på aggregat nr k vid optimal inställning av N (resp. N-1) aggregat vid effektefterfrågan 'J3', rullande reserven MQ och i fallet ID
	IC	1 då inköp av effekt utifrån möjligt 2 då inköp av effekt utifrån ej möjligt

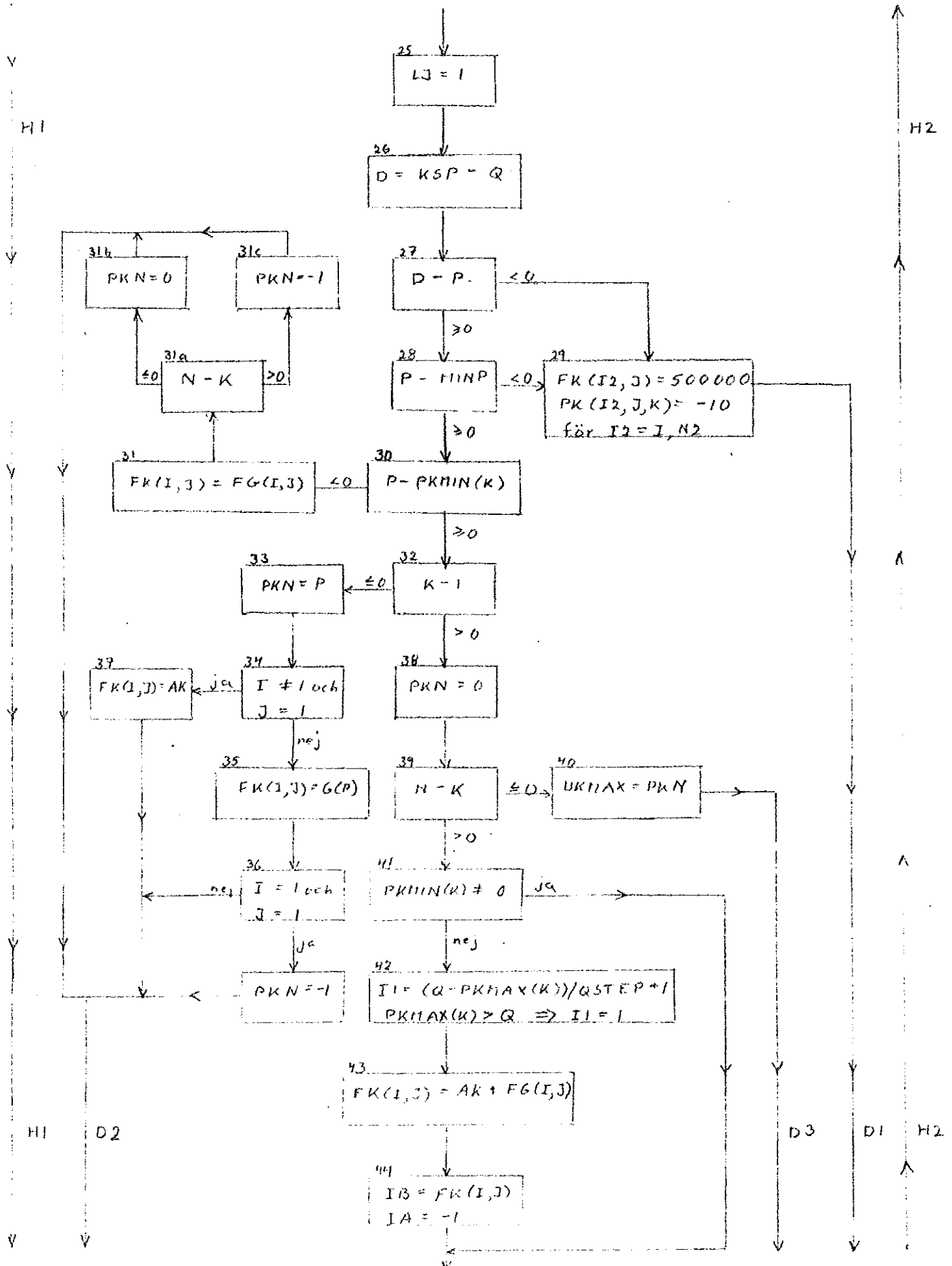
APPENDIX 2

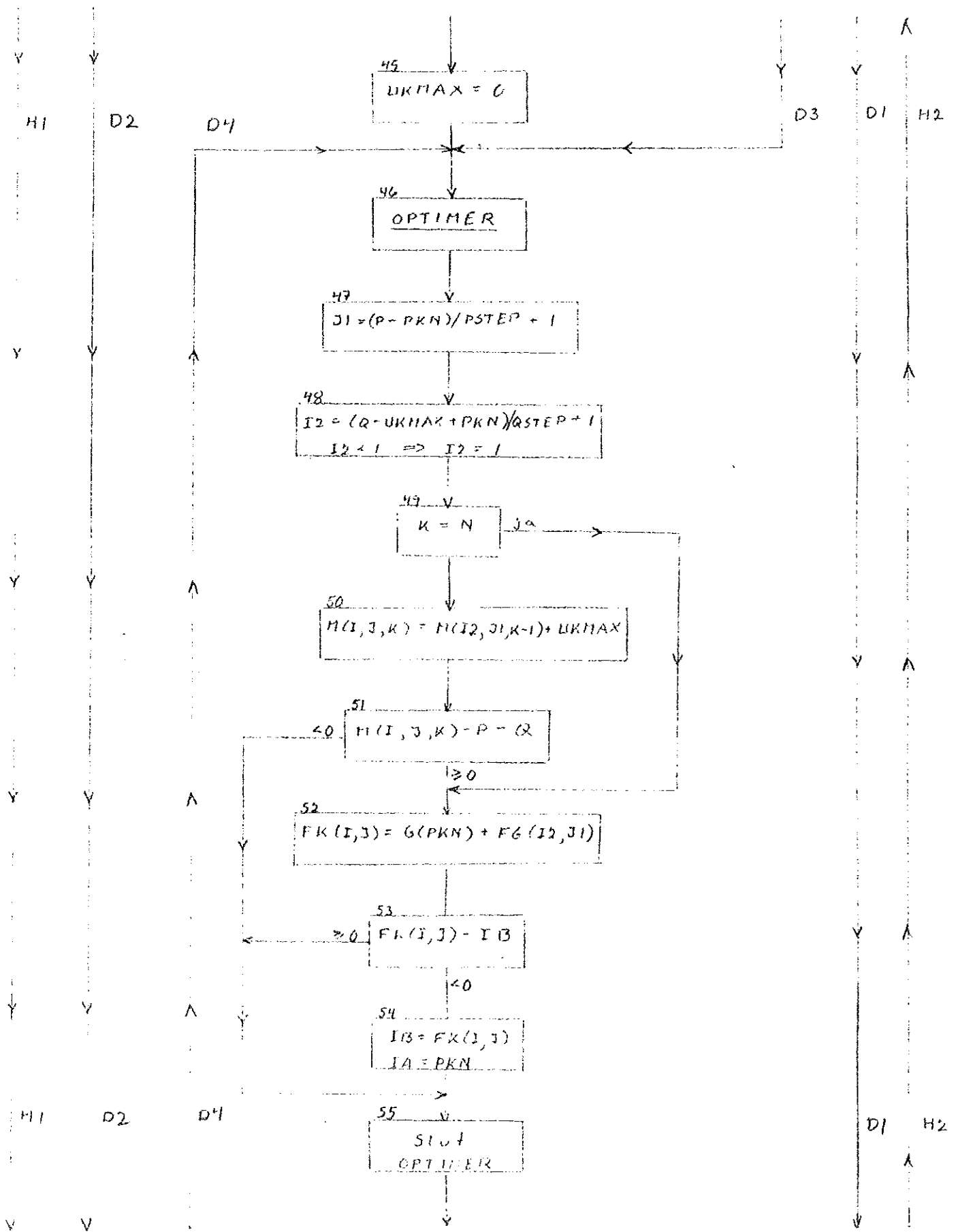
Detaljerat flödesschema

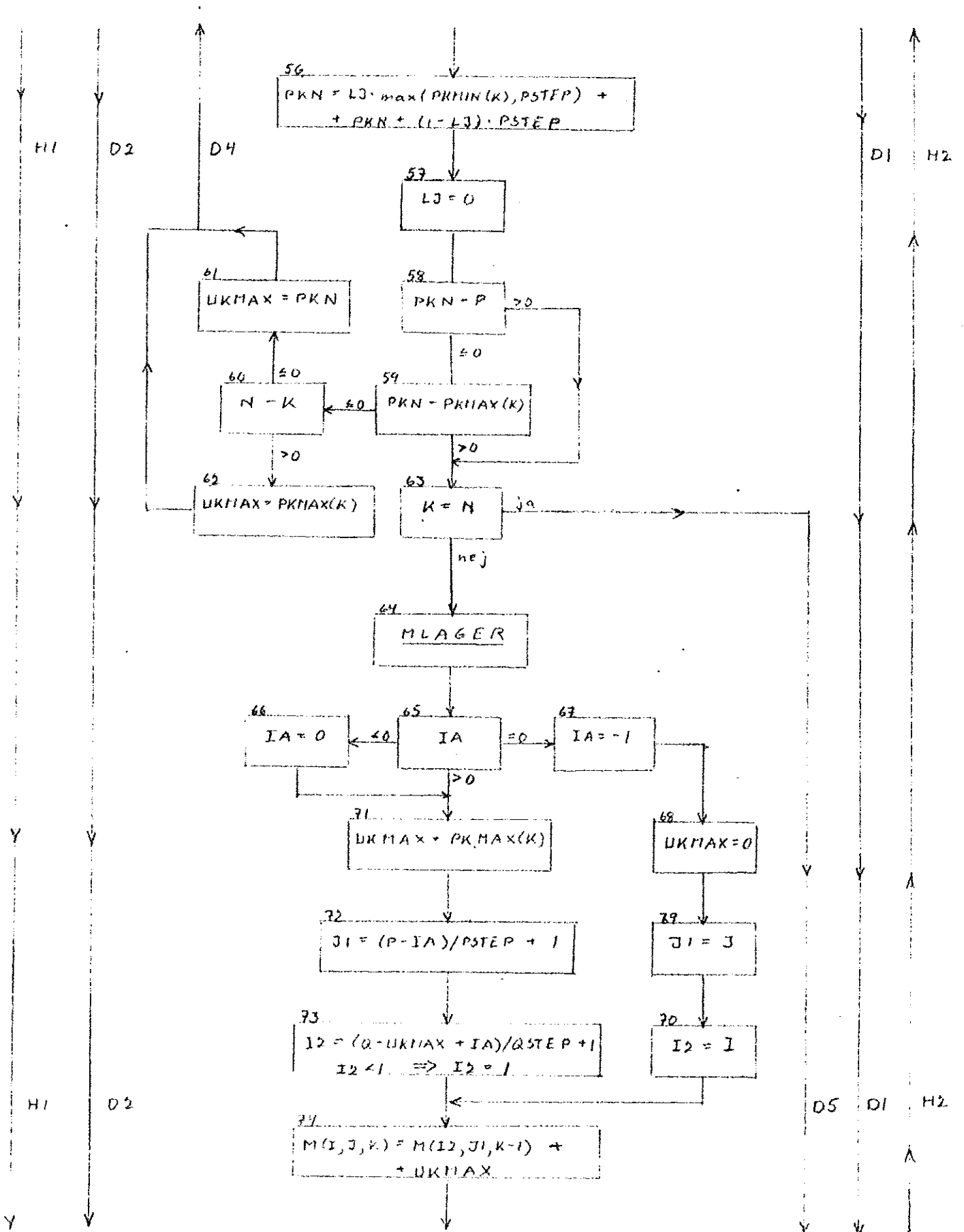
Prognos-metoden

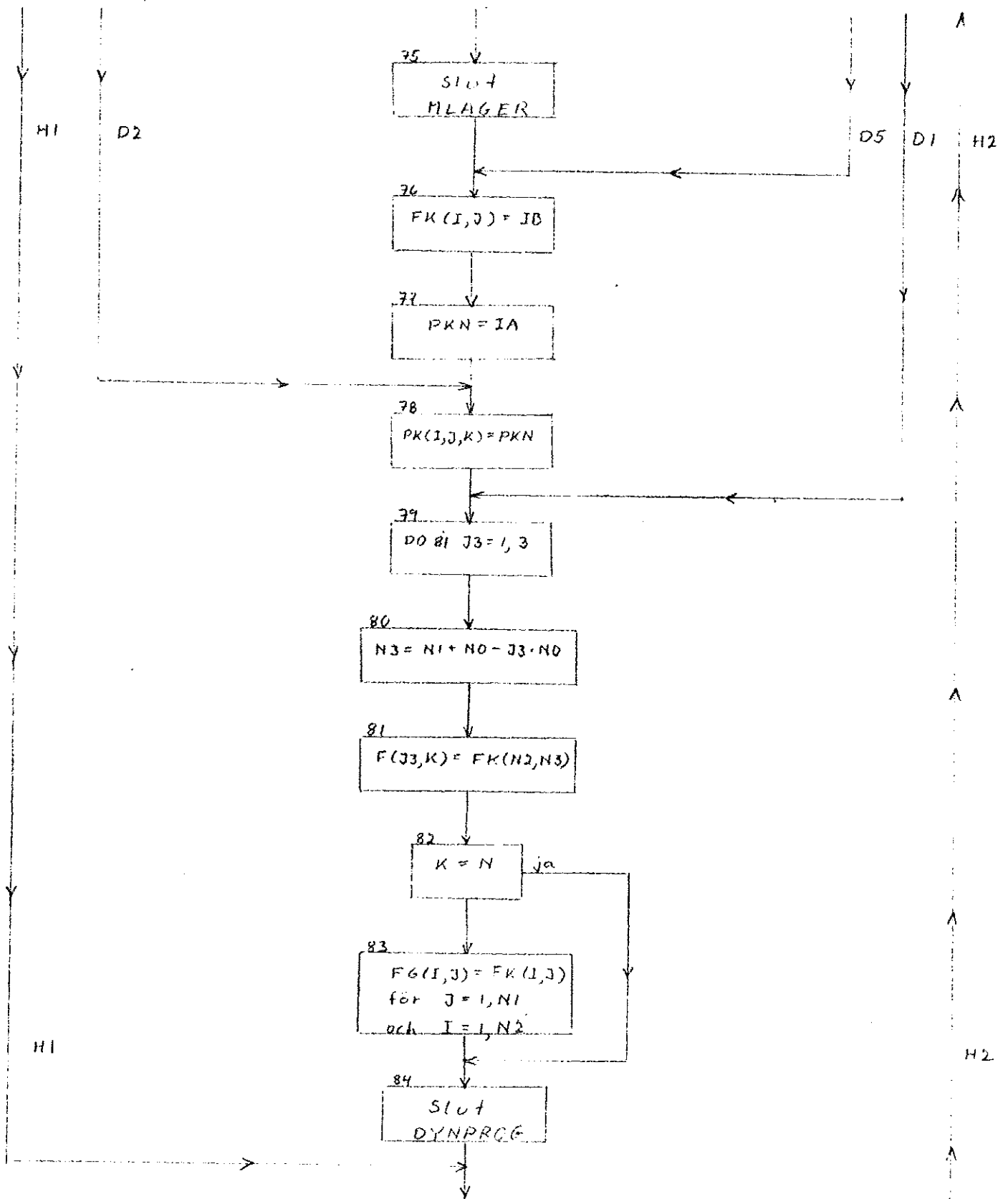


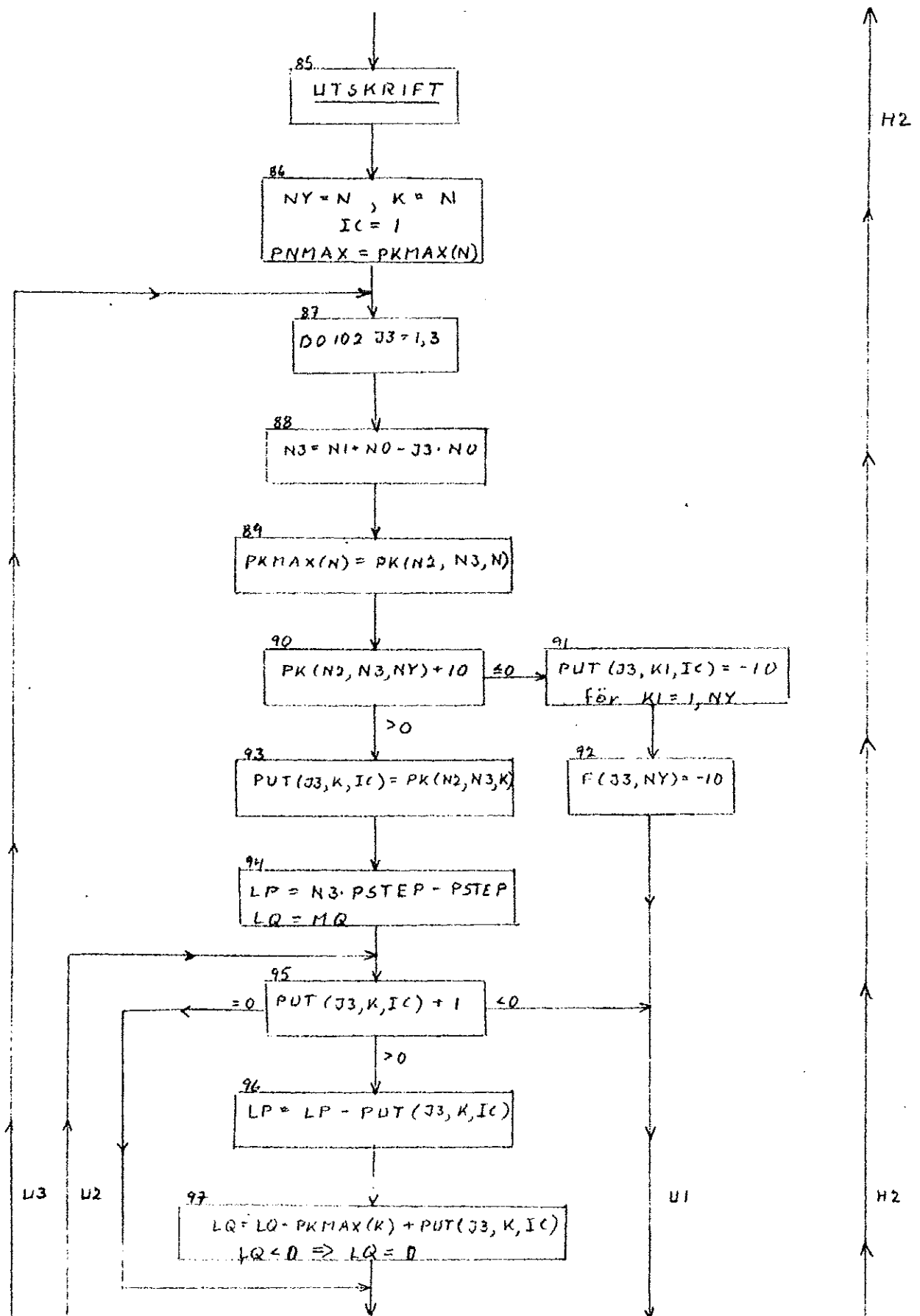


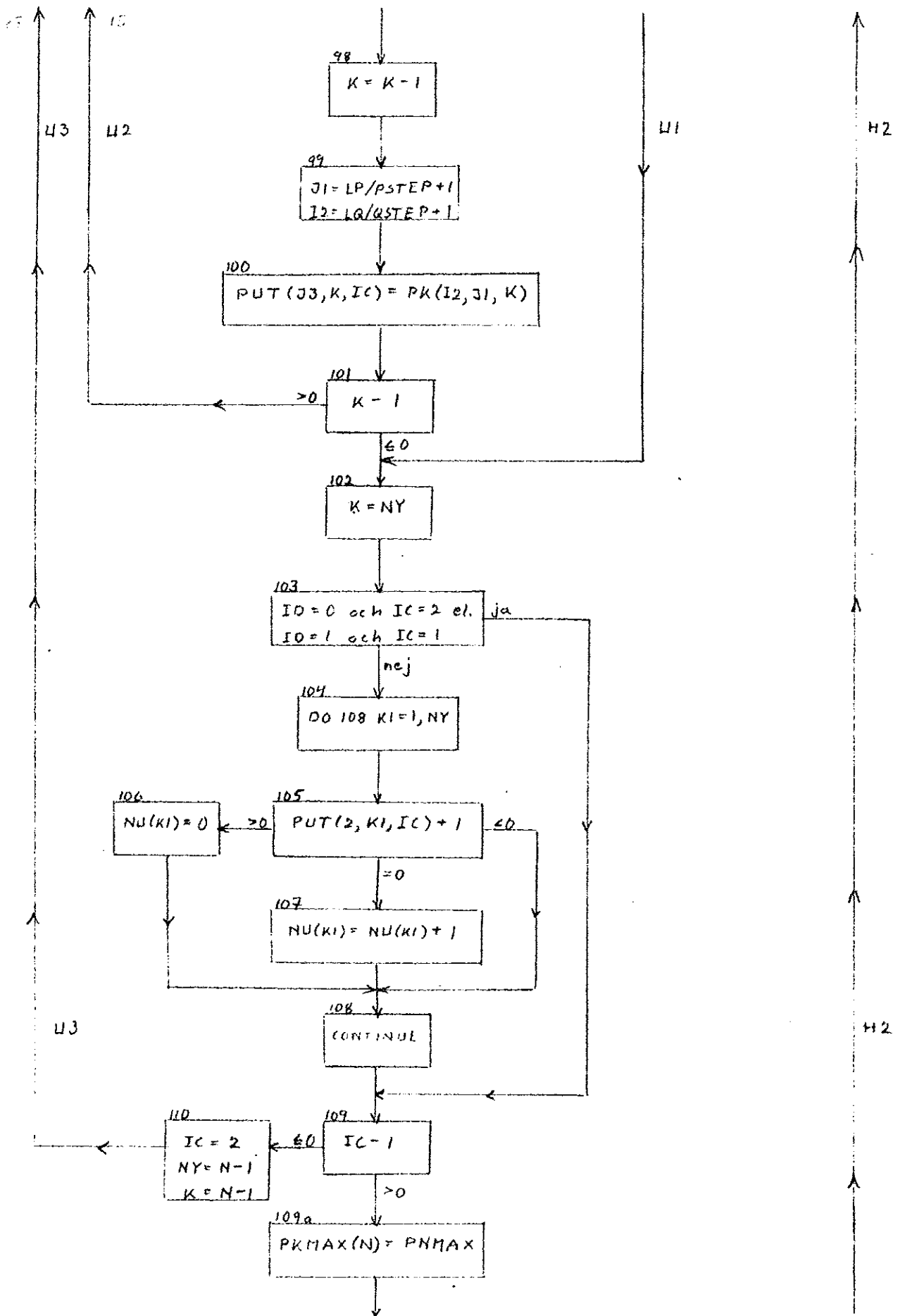


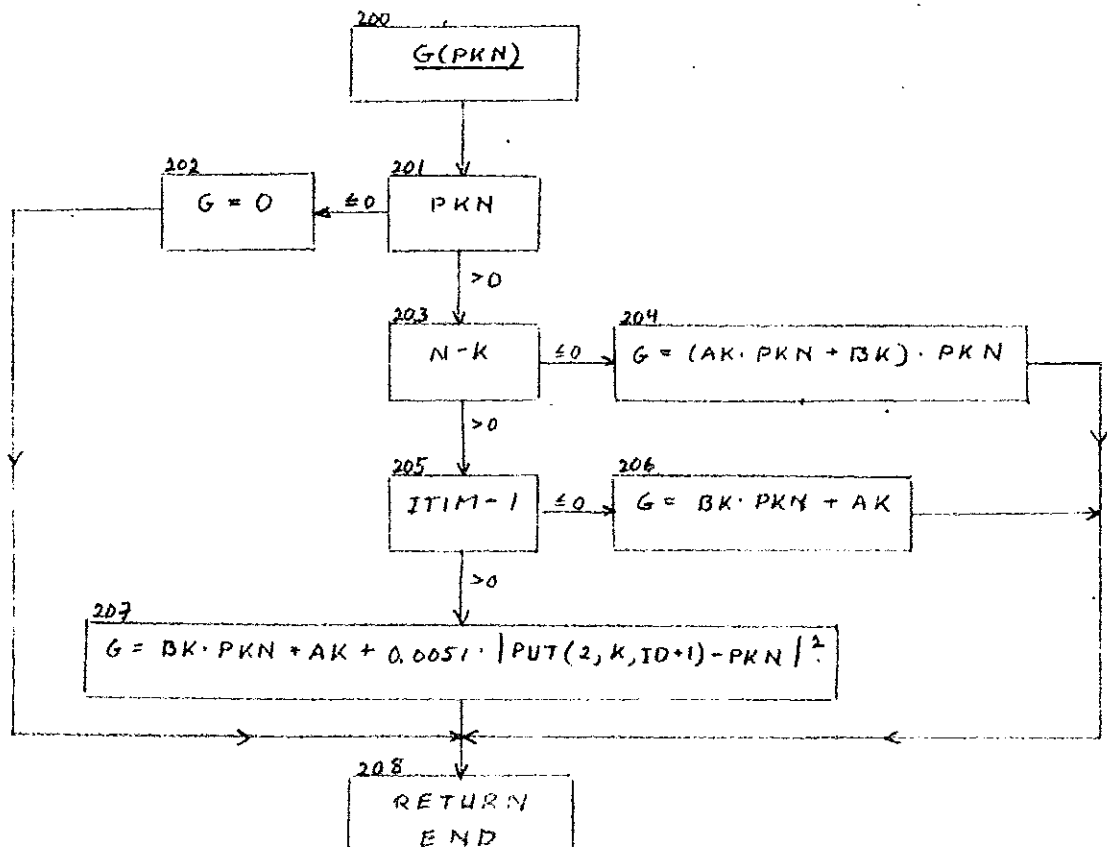
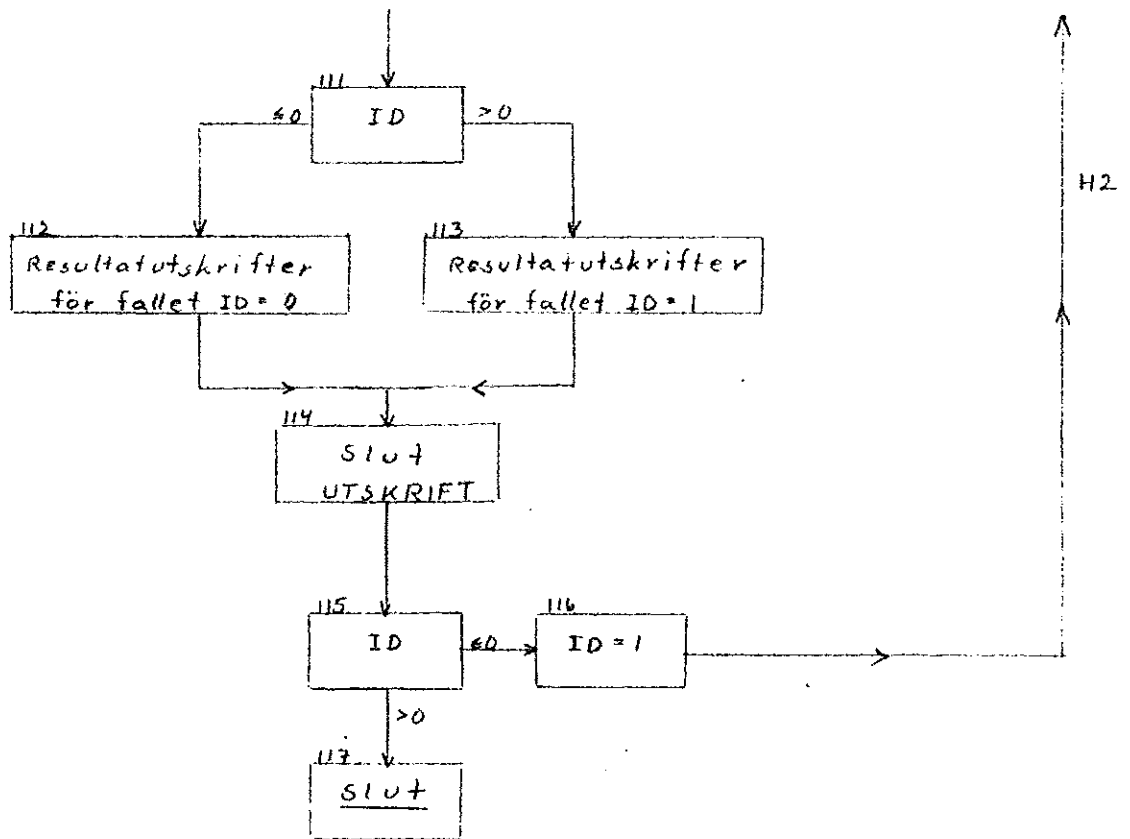












Flödesschemat på de föregående sidorna visar i detalj gången i lösningen av optimeringsproblemet enligt Prognos-metoden.

<u>Blocknummer</u>	<u>Kommentar</u>
1	No comments
2	Se appendix 3
3	M_2 = antalet gånger 0 ska varieras
4	Indata överföres i programmets NU-fält för varje aggregat
5	För varje timma på dygnet göres beräkningarna fram till block 114
6	Koll om dygnets första timma är den som behandlas
7	Koll om effekten är lika för den aktuella timman och den föregående
8	Beräkningen av $MP + MP/2$ delas upp i två satser, som medför att det blir avrundat till tiotal
9	M-fältet då endast ett aggregat finns tillgängligt lagras och sättes lika med $PKMAX(1)$
10	Då ingen effekt eller rullande reserv ska genereras och endast 1 aggregat står till förfogande, bör detta vara avstängt, dvs $M_1 = 0$
11	MIMP tilldelas ett jämförelsetal godtyckligt valt
12	För varje gång antalet tillgängliga aggregat utökas med ett genomföres operationerna fram till block 84
13	Koll av aggregat K:s driftsituation
14,15,16,17	De 3 möjliga driftsituationerna överföres till ett index = 1,2,3
18	Korrekta kostnadskonstanter för driftsituationen

Anm. För beteckningsförklaringar se appendix 1.

<u>Blocknummer</u>	<u>Kommentar</u>
	överföres i från fält till enkla variabler
19	Räknaren KSP får nytt värde
20	MIMP tilldelas det minsta tillåtna effektvärdet som de K aggregaten har
21	DYNPROG anropas
22	För varje 10-tals MW effekt utföres satserna till 78
23	" " " rullande reserv " " " 78
24	Jämförelsevärde godtyckligt valt tilldelas IB
25	Se block 56
26,27,28,30	Realiserbarhetstest
29	Orealiserbara fall får stor kostnad och den symboliska effekttilldelningen -10
31	Den lilla effekten P får ej placeras på aggregat K, dvs detta aggregat ska vara avstängt.
32	Koll om endast ett aggregat finns disponibelt
33	Gäller 32 ska all effekt placeras på aggregat nr 1
34,37	Om enbart Q ska genereras ska aggregatet gå på tomgång, dvs kostnaden blir uppstartningskostnaden
35,36	Övriga kombinationer får kostnaden G(P), samt om inget alls ska produceras ska aggregatet vara avstängt
38	För $K \neq 1$ startar itereringarna med $PKM = 0$
39	Koll om det är fiktivt aggregat som behandlas
40	För att undvika att Q placeras på det fiktiva aggregatet, göres denna tilldelning
41,42,43	Om $PKMIN(K) = 0$ ska det undersökas om det är lönsamt att köra på tomgång enbart för produktion av Q
44	IB får bästa kostnaden hittills, IA = -1 betecknar

<u>Blocknummer</u>	<u>Kommentar</u>
44 forts	här tomgång, men i MLAGER sker ett beteckningsbyte
45	Inget 0 på ett aggregat som är avstängt
46	OPTIMER anropas. För olika PKN testas här kostnaderna mot varandra och den minsta väljes ut.
47,48	Den effekt, som ska placeras på de K-1 aggregaten, beräknas här. Om resterande Q = 0 sättes det = 0
49	Se block 39
50	För varje P,O,K-kombination får M-fältet ett värde, beroende av PKN enligt block 47 och 48
51	Koll om för givet PKN situationen är realiserbar
52	Aktuell kostnad beräknas för realiserbara fall
53	Test om mindre kostnad erhållits. I så fall tilldelas IB detta värde och IA får motsvarande PKN
54	delas IB detta värde och IA får motsvarande PKN
55	Slut på OPTIMER. Återgång till DYNPROC
56,57	Då block 56 första gången genomlöpes är LJ = 1 och PKN = 0, om då PKMIN(K) \neq 0 får PKN detta värde, i annat fall värdet PSTEP. I fortsättningen kommer PKN alltid att ökas med PSTEP, eftersom LJ = 0
58	Fallen att mer effekt än den önskade placeras på
59	aggregat nr K eller att PKN \leq PKMAX(K) testas
60	Se block 39
61,62	Beroende av utfallet i testet i block 60 tilldelas UKMAX lämpligt värde. Jfr block 40. Återgång till OPTIMER
63	Om fiktivt aggregat behandlas ska inget M-fält lagras
64	MLAGER anropas
65,66,67	I fortsättningen betyder IA=0 tomgång, IA=-1 avstängt

<u>Blocknummer</u>	<u>Kommentar</u>
65,66,67 forts	aggregat. Jfr block 44
68,69,70	För avstängt aggregat medför tilldelningarna att ingen rullande reserv placeras på det.
71,72,73	Satserna ger mängderna P och Q som ska läggas på de K-1 aggregaten för det bästa PKN-värdet
74	För optimal mängd effekt placerad på aggregat K fås för given P-Q-kombination ett nytt värde i M-fältet
75	Slut på MLAGER. Återgång till DYNPROG
76,77,78	De optimala värdena överföres i resp. fält
79,80,81	För MP och $MP \frac{1}{2}$ överföres kostnaderna i F-fältet
82,83	Om det ej är det fiktiva aggregatet som behandlas, så överföres PK i FC, ty FC behövs i block 52
84	DYNPROG slut. Återgång till huvudprogrammet
85	UTSKRIFT anropas
86	Först ska utskrift göras för det fall då inköp utifrån är möjligt, därför dessa tilldelningar
87,88,89	Då ingen rullande reserv får läggas på det fiktiva aggregatet göres tilldelningen i block 89 för MP och $MP \frac{1}{2}$. Loopen går tom block 102
90	Koll om fallet är orealiserbart i så fall skrives
91,92	-10 ut för alla inställningar och kostnader för aggregaten
93	För varje J3-värde erhålles ett PUT-värde ur motsvarande PK. För beteckningsförklaring se appendix 1
94	Beräkning av effekt motsvarande N3
95	Koll om aggregat K är avstängt för effekten motsvarande J3-värdet

<u>Blocknummer</u>	<u>Kommentar</u>
96,97	Beräkning av den mängd effekt och rullande reserv, som ska placeras på de K-1 aggregaten
98	Antalet disponibla aggregat minskas med 1
99	De senaste LP-och LO-värdena översättes i index och
100	utnyttjas för att ge PUT-fältet rätt PK-värde
101	Koll om alla aggregaten passerats
102	Tilldelningssats
103	Den kombination av ID och IC, som kan ge önskat nytt
	HU-fält för nästa timma, kan passera till block 104
104	Beroende på värdet av NY utföres blocken tom 108 N eller H-1 gånger
105,106,107,108	Om aggregat nr K1 är avstängt ska HU(K1) ökas med 1, i annat fall blir det = 0 eller oförändrat
109	Koll om även inköp utifrån ej möjligt färdigbehand-
110	lats. Om detta ej skett göres tilldelningarna i 110
111,112,113	Resultatutskrift beroende av ID göres
114	Slut på UTSKRIFT. Återgång till Huvudprogrammet
115	Koll om bägge ID-fallen har genomförts. (EV.enbart
116	fallet ID = 1). I annat fall sättes ID = 1
117	Slut på programmet
200	Kostnadsfunktionen
201,202	Om PKN = 0 ska kostnaden vara = 0, i annat fall kol-
203,204	las om . fiktivt aggregat behandlas och kostnaden fås i block 204.
205,206	PUT finns ej för timma 1, vilket medför att ingen
207	straffkostnad pålägges i detta fall. Strafftermen finns förklarad i avsnitt 6.2.2

A P P E N D I X 3IndataSamtliga metoder

Vid körning av alla tre programmen på dator har följande gemensamma data lästs in:

<u>Betydelse</u>	<u>Beteckning</u>	<u>Värde</u>
Totala antalet aggregat inklusive det fiktiva	N	6
Avgör om fallet 'inköp utifrån möjligt 'ska behandlas eller ej (0=ja, 1=nej)	ID	0
Steglängd för effekten	PSTEP	10 (MW)
" " rullande reserven	OSTEP	10 "
Maximalt uttagbar effekt på aggregaten	PKMAX(1)	30 "
	PKMAX(2)	70 "
	PKMAX(3)	70 "
	PKMAX(4)	70 "
	PKMAX(5)	160 "
	PKMAX(6)	700 "
Rörliga kostnader för aggregaten	B(1)	15:80 (kr/MWh)
	B(2)	15:80 "
	B(3)	15:80 "
	B(4)	14:90 "
	B(5)	12:50 "
	B(6)	37:50 "

Anm. PKMAX(6) har godtyckligt valts så stort att det ej får någon störande inverkan.

Anm. Följande datafält gäller för Sydskrafts värmekraftverk, Öresundsverket (år 1969): N, PKMAX, B, A, (MP)

Tabell-metoden

Vid de båda datorkörningarna I och II med Tabellmetoden har följande speciella data inlästs:

<u>Betydelse</u>	<u>Beteckning</u>	<u>Värde</u>	
		I	II
Största totaleffekten	P _{MAX}	400	400 (MW)
Största rullande reserven	O _{MAX}	160	160 "
Avgör utseendet av AK	K _{FORM}	1	2
K _{FORM} =1 ger A(K)=timkost.+varmstartkost.			
K _{FORM} =2 ger A(K)=timkost.			
I Timkost.+varmstartkost.	A(1)	981:00	131:00 (kr)
II "	A(2)	1722:00	232:00 "
för aggregaten	A(3)	1722:00	232:00 "
	A(4)	1317:00	177:00 "
	A(5)	2510:00	330:00 "
	A(6)	0:00	0:00 "

Anm. Fall I: H_Uläget är att alla aggregat är avstängda

Fall II: " " " " " antingen på tomgång
eller effektgenererande

Samplade on-line metoden

Vid datorkörningar (III,IV,V) med Samplade on-line metoden har följande speciella data inlästs:

<u>Betydelse</u>	<u>Beteckning</u>	<u>Värde</u>		
		III	IV	V
Antalet olika driftsituationer, som ett aggregat kan befinna sig i	L	3	3	3
Total effektefterfrågan	MP	50	250	350 (MW)
Efterfrågad rullande reserv	MQ	50	50	100 "

<u>Betydelse</u>	<u>Beteckning</u>	<u>Värde</u>			
		III	IV	V	
Minimalt uttagbar effekt från aggregaten	PKMIN(1)	0	0	0	(MW)
	PKMIN(2)	0	0	0	"
	PKMIN(3)	0	0	0	"
	PKMIN(4)	0	0	0	"
	PKMIN(5)	20	20	20	"
	PKMIN(6)	0	0	0	"
Aggregatens driftsituation under timman före den aktuella	NU(1)	-1	0	0	
	NU(2)	-1	-1	-1	
	NU(3)	-1	0	-2	
	NU(4)	0	0	-1	
	NU(5)	-1	0	0	
	NU(6)	0	0	0	
Timkostnad + kallstartkostnad för aggregaten	A(1,1)		1731:00		(kr)
	A(2,1)		2472:00		"
	A(3,1)		2472:00		"
	A(4,1)		1757:00		"
	A(5,1)		3430:00		"
	A(6,1)		0:10		
Timkostnad + varmstartkostnad för aggregaten	A(1,2)		981:00		(kr)
	A(2,2)		1722:00		"
	A(3,2)		1722:00		"
	A(4,2)		1317:00		"
	A(5,2)		2510:00		"
	A(6,2)		0:10		
Timkostnad för aggregaten	A(1,3)		151:00		(kr)
	A(2,3)		232:00		"
	A(3,3)		232:00		"
	A(4,3)		177:00		"
	A(5,3)		330:00		"
	A(6,3)		0:10		

Anm. För NU-fälten gäller följande kod: -2 = kallstart

-1 = varmstart

0 = tomgång eller effektge-
nerering

Prognos-metoden

Vid körningarna VI och VII med Prognos-metoden har följande speciella data inlästs:

<u>Betydelse</u>	<u>Beteckning</u>	<u>Värde</u>	
		VI	VII
Efterfrågad rullande reserv	MO	50	20 (MW)
Total efterfrågan under dygnets	MP(1)	280	290 "
24 timmar (timma 1 representerar	MP(2)	300	320 "
kl. 7 ⁰⁰ - 8 ⁰⁰ , osv)	MP(3)	300	340 "
	MP(4)	300	360 "
	MP(5)	300	380 "
	MP(6)	200	290 "
	MP(7)	160	300 "
	MP(8)	160	310 "
	MP(9)	160	300 "
	MP(10)	160	280 "
	MP(11)	160	220 "
	MP(12)	160	170 "
	MP(13)	160	190 "
	MP(14)	160	180 "
	MP(15)	160	190 "
	MP(16)	150	110 "
	MP(17)	50	50 "
	MP(18)	0	0 "
	MP(19)	0	0 "
	MP(20)	0	0 "
	MP(21)	0	0 "
	MP(22)	0	0 "
	MP(23)	110	90 "
	MP(24)	190	200 "

<u>Betydelse</u>	<u>Beteckning</u>	<u>Värde</u>	
		VI	VII
Minimal uttagbar effekt från aggregaten	PKMIN(1)	0	0 (HW)
	PKMIN(2)	0	0 "
	PKMIN(3)	0	0 "
	PKMIN(4)	0	0 "
	PKMIN(5)	20	20 "
	PKMIN(6)	0	0 "
Aggregatens driftsituation under timman före det aktuella dygnet	ISTART(1)	0	15
	ISTART(2)	17	15
	ISTART(3)	17	10
	ISTART(4)	0	0
	ISTART(5)	0	0
	ISTART(6)	0	0

Ann. För ISTART-fältet gäller följande:

Aggregat k avstängt ger $ISTART(k) = \text{antalet timmar som aggregat } k \text{ varit avstängt}$

Aggregat k inkopplat ger $ISTART(k) = 0$

A-fältet: Se Samplade on-line metoden

10/00-60

```

PROGRAM KLEFF
INTEGER P, Q, PSTEP, QSTEP, PMAX, QMAX, F, PKMAX, M, PK
DIMENSION A(10), B(10)
COMMON QSTEP, QSTEP, K, N, PKMAX(10), P, Q, AK, BK, N1, N2, IA, M(17,41,6),
  F(17,41,6), PK(17,41,6), IO
READ(60,3) N, IO
3  FORMAT(2I10)
READ(60,5) QSTEP, QSTEP, PMAX, QMAX, KFORM, (PKMAX(I), A(I), B(I), I=1, N)
5  FORMAT(5I10/(110,2F10.2))

C
C PROGRAMMET GALLER EN OPTIMERING AV EFFEKTFORDELNINGEN MELLAN
C ANGKRAFTVERK FOR ENTIMMARSINTERVALL MED HJALP AV DYNPROG
C P AR DEN BEGARDA TOTALEFFEKTEN FRAN INKOPPLADE VERK
C Q AR DEN BEGARDA RULLANDE RESERVEN
C
C PSTEP = STEGLENGD FOR EFFEKTEN
C QSTEP = STEGLENGD FOR RULLANDE RESERVEN
C PMAX = STORSTA TOTALEFFEKTEN
C QMAX = STORSTA RULLANDE RESERVEN
C N = MAX ANTAL VERK
C ( VERK NR N REPRESENTERAR UTIFRAN INKOPT EFFEKT )
C KFORM AVGOR TYPEN PA KOSTNADSEKNEN G.S INITIALVARDEN
C PKMAX(K) = MAXEFFEKT SOM KAN TAS P FRAN VERK NR K
C A(K), B(K), KONSTANTER I DE OLIKA VERKENS KOSTNADSEKN G
C R(K) = RORLIG KOSTNAD FOR VERK NR K
C A(K) = TIMKOSTNAD + VARMSTARTKOSTNAD FOR VERK NR K DA KFORM = 1
C A(K) = TIMKOSTNAD FOR VERK NR K DA KFORM = 2
C
C F(I,J,K) = MINSTA KOSTNAD I KR FOR VISST P OCH Q MED K VERK UTNYTTJARA.
C
C N1 = PMAX/ PSTEP + 1
C N2 = QMAX/ QSTEP + 1
C
C N1 = ANTALET GANGER P SKA VARIERAS
C N2 = ANTALET GANGER Q SKA VARIERAS
C
C M(I,J,K) = TOTAL MAXEFFEKT TILLGANGSLIG DA K VERKAR INKOPPLADE OCH
C EFFEKT P OCH RULLANDE RESERV Q SKA LEVERERAS
C
C LAGNING AV M FALT MED K = 1
C
C DO 10 J = 1, N1
C DO 10 I = 1, N2
10  M(I,J,1) = PKMAX(1)
C M(1,1,1) = 0
C
C K LOOPEN STARTAR
C
C KSP = 0
C DO 20 K = 1, N
C IF(K.EQ.N.AND.IO.EQ.1) GO TO 30
C AK = A(K)
C BK = B(K)
C KSP = KSP + PKMAX(K)
20  CALL DYNPROG (KSP)
30  CALL UTSKRIFT(KFORM)
END

```

```

INTEGER FUNCTION G(PKN)
COMMON PSTEP,QSTEP,K,N,PKMAX(10),P,Q,AK,RK
INTEGER PSTEP,QSTEP,PKMAX,P,Q,PKN

```

```

C
C   FØYKVERING AV KOSTNADSEKN
C   G(PKN) = KOSTNAD I KR ATT LEVERERA PKN MW MED AGGREGAT NR K
C

```

```

IF(PKN) 100, 100, 110
100  Q = 0
    GO TO 120
110  IF(N-K) 112,112,115
112  Q = ( AK*FLOAT(PKN) + RK) *FLOAT(PKN)
    GO TO 120
115  Q = RK*FLOAT(PKN) + AK
120  CONTINUE
    RETURN
END

```

```

SUBROUTINE DYMPROG ( KSP )
COMMON PSTEP,QSTEP,K,N,PKMAX(10),P,Q,AK,RK,N1,N2,IA,M(17,41,6),
*F(17,41,6), PK(17,41,6)
INTEGER PSTEP,QSTEP,P,Q,D,G,PKN,UKMAX,PKMAX,M,PK,F
INTEGER FK(20,45), FG(20,45)

```

```

C
C   P LOOPEN STARTAR
C

```

```

200  DO 287 J = 1,N1
    P = J*PSTEP - PSTEP

```

```

C
C   Q LOOPEN STARTAR
C

```

```

DO 285 I = 1, N2
  Q = I*QSTEP - QSTEP
  IB = 50000
  D = KSP - Q

```

```

205  IF(D-P) 210,215,215

```

```

C
C   ICKEREALISERRARA P,Q-KOMB LAGRAS I F(I,J,K) SOM -10
C

```

```

210  IN = I
    DO 212 IP = IN, N2
      FK(IP,J) = 500000
212  F(IP,J,K) = -10
    GO TO 287

```

```

C
C   KONTROLL OM K=1 TY DA AR F(I,J,K)=G DIREKT
C

```

```

215  IF(K-1) 220, 220, 224
220  PKN=P
    IF(I.NE.1.AND.J.EQ.1) GO TO 222
    FK(I,J) = G(P)
    IF(I.EQ.1.AND.J.EQ.1) PKN=-1
    GO TO 280
222  FK(I,J) = AK
    GO TO 280

```

```

024 PKN = 0
    IF(N-K) 025, 025, 030
025 UKMAX = PKN
    GO TO 045
C
C    TOMGANGSTEST
C
030 I1 = (0-PKMAX(K))/DSTEP + 1
    IF (I1.LT.1 ) I1=1
    FK(I,J) = INT(AK) + FG(I1,J)
    IR = FK(I,J)
    IA = -1
    UKMAX = 0
045 CALL OPTIMER (I,J,IR,PKN,FG,FK,UKMAX)
050 PKN = PKN + DSTEP
    IF(PKN - P) 055, 055, 063
C
C    OM PKN AR STORRE AN P GER DET INGET NYTT ATT OKA PKN
C
055 IF(N-K) 057,057,059
C
C    DA FIKTIVT VERK AR INKOPPLAT SKA 0 EJ PLACERAS DAR
C
057 UKMAX = PKN
    GO TO 045
059 IF(PKN-PKMAX(K)) 061,061,065
061 UKMAX = PKMAX(K)
    GO TO 045
063 IF(K.EQ.N) GO TO 075
065 CALL MLAGER(I,J)
075 FK(I,J) = IR
    PKN = IA
080 F(I,J,K) = FK(I,J)
085 PK(I,J,K) = PKN
097 CONTINUE
    IF(K.EQ.N) GO TO 095
    DO 090 J = 1, N1
    DO 090 I = 1, N2
090 FG(I,J) = FK(I,J)
095 CONTINUE
    RETURN
    END

```

10/06-69

```

SUBROUTINE OPTIMER(I,J,IR,PKN,FG,FK,UKMAX)
INTEGER FK(20,45), FG(20,45)
COMMON OSTEP,QSTEP,K,N,PKMAX(10),P,O,AK,BK,N1,N2,IA,M(17,41,6)
INTEGER OSTEP,QSTEP,P,O,G,PKN,JKMAX,PKMAX,M

```

```

      BERÄKNING AV VILKA P OCH Q SOM SKA PLACERAS PÅ K-1 VERK

```

```

      300 J1 = (P-PKN)/OSTEP + 1
      IQ = (O-UKMAX + PKN)/QSTEP + 1
      IF (IQ.LT.1) IQ = 1

      OM K=NBCHOMER INGET M-FALT LAGRAS

      IF(K.EQ.N) GO TO 300
      310 M(I,J,K) = M(IQ,J1,K-1) + UKMAX
      IF(M(I,J,K) - P - O) 330, 320, 300
      320 FK(I,J) = 3(PKN) + FG(IQ,J1)
      IF (FK(I,J) - IR) 305, 330, 330
      305 IR = FK(I,J)
      IA = PKN
      330 CONTINUE
      RETURN
      END

```

10/06-69

```

SUBROUTINE MLAGER(I,J)
COMMON OSTEP,QSTEP,K,N,PKMAX(10),P,O,AK,BK,N1,N2,IA,M(17,41,6)
INTEGER PSTEP,QSTEP,P, UKMAX,PKMAX,M

```

```

      KOLL OM DET EV GALLER TONGANG SOM OPTIMAL LÖSNING

```

```

      400 IF(IA+1) 410,410,405
      405 IF (IA ) 420, 420, 415
      410 IA = 0
      415 UKMAX = PKMAX(K)
      J1 = (P-IA)/PSTEP + 1
      IQ = (O-UKMAX+IA)/QSTEP+1
      IF(IQ.LT.1) IQ=1
      GO TO 405
      420 IA=-1
      J1=P/PSTEP + 1
      UKMAX = 0
      IQ = 0/QSTEP + 1
      425 M(I,J,K) = M(IQ,J1,K-1) + UKMAX
      RETURN
      END

```

10/06-69

```

SUBROUTINE UTSKRIFT (KFORM)
COMMON PSTEP,OSTEP,K,N,PKMAX(10),P,Q,AK,PK,N1,N2,IA,M(17,41,6),
SF(17,41,6),PK(17,41,6),ID
INTEGER PSTEP,OSTEP,PKMAX,M,F,PK
INTEGER PHT(17,41,6)
EQUIVALENCE (M(1),PHT(1))
DIMENSION KP(45),KQ(20)

```

```

UTSKRIFT AV KOSTNADEFUNKTION

```

```

DO 500 J=1,N1
500 KP(J) = J*PSTEP-OSTEP
DO 501 I=1,N2
501 KQ(I)=I*OSTEP-OSTEP
IF(ID.EQ.1) GO TO 500
NY = 1
502 GO TO(503,505),KFORM
503 MODE=1
PRINT 504,MODE,(KQ(I),I=1,N2)
504 FORMAT(1H1,55X,4HFALL,12//27X,63HTARELL OVER KOSTNADER I KR DA INK
*OP AV EFFEKT UTIFRAN AR MOJLIG//36X,46HRORLIG KOSTNAD + TIMKOSTNAD
* + VARMASTARKOSTNAD///10X,6H0 (MW),1X,1716/9X,14P/7X,4H(MW))
GO TO 507
505 MODE = 3
PRINT 506,MODE,(KQ(I),I=1,N2)
506 FORMAT(1H1,55X,4HFALL,12//27X,63HTARELL OVER KOSTNADER I KR DA INK
*OP AV EFFEKT UTIFRAN AR MOJLIG//45X,27HRORLIG KOSTNAD + TIMKOSTNAD
*///10X,6H0 (MW),1X,1716/9 X,14P/7 X,4H(MW))
507 PRINT 508, (KP(J)),(F(I,J,NY),I=1,N2),J=1,11)
PRINT 508, (KP(J)),(F(I,J,NY),I=1,N2),J=12,21)
PRINT 508, (KP(J)),(F(I,J,NY),I=1,N2),J=22,31)
PRINT 508, (KP(J)),(F(I,J,NY),I=1,N2),J=32,N1)
508 FORMAT(/(7 X,13.7X,1716))
IF(NY=N) 515,509,509
509 NY=N-1
GO TO(510,512),KFORM
510 MODE=2
PRINT 511,MODE,(KQ(I),I=1,N2)
511 FORMAT(1H1,55X,4HFALL,12//26X,66HTARELL OVER KOSTNADER I KR DA INK
*OP AV EFFEKT UTIFRAN EJ AR MOJLIG//36X,46HRORLIG KOSTNAD + TIMKOST
*NAAD + VARMASTARKOSTNAD///10X,6H0 (MW),1X,1716/9 X,14P/7 X,4H(MW))
GO TO 507
512 MODE=4
PRINT 513,MODE,(KQ(I),I=1,N2)
513 FORMAT(1H1,55X,4HFALL,12//26X,66HTARELL OVER KOSTNADER I KR DA INK
*OP AV EFFEKT UTIFRAN EJ AR MOJLIG//45X,27HRORLIG KOSTNAD + TIMKOST
*NAAD///10X,6H0 (MW),1X,1716/9 X,14P/7 X,4H(MW))
GO TO 507

```

ITERERING PAKAT FOR ATT FINNA FOR GIVEN DRIFTSITUATION HUR
EFFEKTERNA AR FORDELADE PA INKOPPLADE VERK

```

515 IF(ID.EQ.1) GO TO 588
NY = N
K = N
IC = 0

```

10/00-69

```

500 DO 561 I=1,N1
    DO 561 J=1,N2
        IF(M,0,K) PKMAX(K) = PK(I,J,K)
        IF(F(I,J,K) + 1) 502,502,505
502 DO 503 K1=1,N3
503 PUT(I,J,K1) = -1
    GO TO 561
505 PUT(I,J,K) = PK(I,J,K)
    LP = J*PSTEP - PSTEP
    LQ = I*OSTEP - OSTEP
C
C     ITERATION RAKAT STARTAR FOR REALISERRARA FALL
C
530 IF(PUT(I,J,K) + 1) 502,540,535
535 LP = LP - PUT(I,J,K)
    LQ = LQ - PKMAX(K) + PUT(I,J,K)
    IF(LQ.LT.0) LQ = 0
540 K = K-1
    J1 = LP/PSTEP + 1
    I2 = LQ/OSTEP + 1
    PUT(I,J,K) = PK(I2,J1,K)
550 IF(K-1) 561,561,530
561 K = NY
    PUT(1,1,1) = -1
562 DO TO (564,570),KFORM
564 IF(IG) 566,566,568
566 MODE = 1
    GO TO 576
568 MODE = 2
    GO TO 576
570 IF(IG) 572,572,574
572 MODE = 3
    GO TO 576
574 MODE = 4
576 N3 = N-1
    DO 581 K1 = 1,N3
        PRINT 578,MODE,K1,(K0(I),I=1,N2)
578 FORMAT(14I,35X,14HFORDDELNING AV EFFEKTER I MW PA VERKEN I FALL,1D/
    5//54X,7HFVERK NR,1D///10X,64D (MW),1X,17I6/2 X,1HP/7 X,4H(MW))
        PRINT 580,(K0(J),(PUT(I,J,K1),I=1,N2),J=1,11)
        PRINT 580,(K0(J),(PUT(I,J,K1),I=1,N2),J=12,21)
        PRINT 580,(K0(J),(PUT(I,J,K1),I=1,N2),J=22,31)
        PRINT 580,(K0(J),(PUT(I,J,K1),I=1,N2),J=32,41)
581 FORMAT (/17 X,13,7X,17I6))
584 CONTINUE
    IF(IG) 582,582,500
582 PRINT 584,MODE,K1,(K0(I),I=1,N2)
584 FORMAT(14I,35X,14HFORDDELNING AV EFFEKTER I MW PA VERKEN I FALL,1D/
    5//14X,7HFVERK NR,1D,20H ( = INKOPT EFFEKT )///10X,64D (MW),1X,17I6/
    5/2 X,1HP/7 X,4H(MW))
        PRINT 580,(K0(J),(PUT(I,J,K1),I=1,N2),J=1,11)
        PRINT 580,(K0(J),(PUT(I,J,K1),I=1,N2),J=12,21)
        PRINT 580,(K0(J),(PUT(I,J,K1),I=1,N2),J=22,31)
        PRINT 580,(K0(J),(PUT(I,J,K1),I=1,N2),J=32,41)
588 IG = N - 1
    K = I0
    NY = N-1
    GO TO 500
590 RETURN
    END

```

```

PROGRAM KLELEF
INTEGER P, Q, PSTEP, GSTEP, F, PKMIN, PKMAX, M, PK
DIMENSION A(10,5), B(10), NL(10)
COMMON PSTEP, GSTEP, K, N, PKMAX(10), P, G, AK, BK, N1, N2, IA, M(17,41,6),
  *F(6), PK(17,41,6), PKMIN(10)
  *READ(60,3) N, L, MP, MQ
3  FORMAT(2I10)
  *READ(60,5) PSTEP, GSTEP, (PKMIN(I), PKMAX(I), NU(I), B(I), I=1, N)
5  FORMAT(2I10/(3I10,F10,2))
  *READ(60,6) ((A(I,J), I=1, N), J=1, L)
6  FORMAT(6F10,2)
  *N1 = MP/PSTEP + 1
  *N2 = MQ/GSTEP + 1

N1 = ANTALET GANGER P SKA VARJERAS
N2 = ANTALET GANGER Q SKA VARJERAS

M(I,J,K) = TOTAL MAXEFFEKT TILLGANGLIG DA K VERKAR INKOPPLADE COF
EFFEKT P OCH RULLANDE RESERV Q SKA LEVERERAS

LAGRING AV M FALT MED K = 1

DO 10 J = 1, N1
DO 10 I = 1, N2
10 M(I,J,1) = PKMAX(1)
M(1,1,1) = 0

K LOOPEN STARTAR

MINP = 400
KSP = 0
DO 20 K = 1, N
NU1 = NU(K) + 3
AK = A(K,NU1)
BK = B(K)
KSP = KSP + PKMAX(K)
MINP = MIN0 ( MINP, PKMIN(K) )
20 CALL DYNPROG (KSP, MINP)
30 CALL UTSKRIFT(MP, MQ)
END

```

```

INTEGER FUNCTION G(PKN)
COMMON PSTEP,QSTEP,K,N,PKMAX(10),P,G,AK,BK
INTEGER PSTEP,QSTEP,PKMAX,P,G,PKN

```

```

C
C   EXEKVERING AV KOSTNADEFKN
C   G(PKN) = KOSTNAD I KR ATT LEVERERA FKN MW MED AGGREGAT NR K
C
IF(PKN) 100, 100, 110
100 G = 0
GO TO 120
110 IF(N=K) 112,112,115
112 G = ( AK*FLOAT(PKN) + BK) *FLOAT(PKN)
GO TO 120
115 G = BK*FLOAT(PKN) + AK
120 CONTINUE
RETURN
END

```

```

SUBROUTINE DYNPROG ( KSP,MINP)
COMMON PSTEP,QSTEP,K,N,PKMAX(10),P,G,AK,BK,N1,N2,IA,M(17,41,6),
*F(6),PK(17,41,6),PKMIN(10)
INTEGER PSTEP,QSTEP,P,Q,D,G,PKN,UKMAX,PKMAX,M,PK,F,PKMIN
INTEGER FK(20,45), FG(20,45)

```

```

C
C   P LOOPEN STARTAR
C
200 DO 287 J = 1,N1
P = J*PSTEP = PSTEP
C
C   Q LOOPEN STARTAR
C
DO 285 I = 1,N2
Q = I*QSTEP = QSTEP
IB = 50000
LJ = 1
D = KSP = 0
205 IF(D=P) 210,207,207
207 IF(P=MINP) 210,212,212
C
C   ICKEREALISERBARA P,G*KOMB LAGRAS I F(I,J,K) SOM =10
C
210 IN = !
DO 211 I2 = IN, N2
FK(I2,J) = 500000
211 PK(I2,J,K) = =10
GO TO 287
212 IF ( P=PKMIN(K)) 213,218,218
213 FK(I,J) = FG(I,J)
IF(N=K) 214,214,215
214 PKN = 0
GO TO 285
215 PKN = =1
GO TO 285
C
C   KONTROLL OM K=1 TY DA AR F(I,J,K)=G DIREKT
C
218 IF(K=1) 220, 220, 224

```



```

220 PKN=P
   IF(I,NE,1,AND,J,EQ,1) GO TO 222
   FK(I,J) = G(P)
   IF(I,EQ,1,AND,J,EQ,1) PKN=-1
   GO TO 285
222 FK(I,J) = AK
   GO TO 285
224 PKN = 0
   IF(N=K) 225, 225, 230
225 UKMAX = PKN
   GO TO 245
230 IF ( PKMIN(K),NE,0 ) GO TO 240

```

C
C
C

TOMGANGSTEST

```

   I1 = (Q-PKMAX(K))/GSTEP + 1
   IF (I1.LT,1) I1=1
   FK(I,J) = INT(AK) + FG(I1,J)
   IB = FK(I,J)
   IA =-1
240 UKMAX = 0
245 CALL OPTIMER (I,J,IB,PKN,FG,FK,UKMAX)
250 PKN = LJ*MAX0(PKMIN(K),PSTEP) + PKN*(1-LJ)*PSTEP
   LJ = 0

```

C
C
C

OM PKN AR STORRE AN P GER DET INGET NYTT ATT OKA PKN

```

   IF(PKN = P) 259, 259, 263
259 IF(PKN=PKMAX(K)) 260,260,263
260 IF(N=K) 261,261,262

```

C
C
C

DA FIKTIVT VERK AR INKOPPLAT SKA O EJ PLACERAS DAR

```

261 UKMAX = PKN
   GO TO 245
262 UKMAX = PKMAX(K)
   GO TO 245
263 IF(K,EQ,N) GO TO 275
265 CALL MLAGER(I,J)
275 FK(I,J) = IB
   PKN = IA
285 PK(I,J,K) = PKN
287 CONTINUE
   F(K) = FK(N2,N1)
   IF(K,EQ,N) GO TO 295
   DO 290 J = 1, N1
   DO 290 I = 1, N2
290 FG(I,J) = FK(I,J)
295 CONTINUE
   RETURN
   END

```

```

SUBROUTINE OPTIMER(I,J,IB,PKN,FG,FK,UKMAX)
INTEGER FK(20,45), FG(20,45)
COMMON PSTEP,QSTEP,K,N,PKMAX(10),P,Q,AK,BK,N1,N2,IA,M(17,41,6)
INTEGER PSTEP,QSTEP,P,Q,G,PKN,UKMAX,PKMAX,M

```

```

C
C
C   BERÄKNING AV VILKA P OCH Q SOM SKA PLACERAS PÅ K=1. VERK

```

```

300 J1 = (P-PKN)/PSTEP + 1
    I2 = (Q-UKMAX + PKN)/QSTEP + 1
    IF (I2,LT,1) I2 = 1

```

```

C
C
C   OM K=NBEOVER INGET M-FALT LAGRAS

```

```

IF(K,EO,N) GO TO 320
310 M(I,J,K) = M(I2,J1,K=1) + UKMAX
    IF(M(I,J,K) = P-Q) 330, 320, 320
320 FK(I,J) = G(PKN) + FG(I2,J1)
    IF (FK(I,J) = IB) 325, 330, 330
325 IB = FK(I,J)
    IA = PKN
330 CONTINUE
    RETURN
    END

```

```

SUBROUTINE MLAGER(I,J)
COMMON PSTEP,QSTEP,K,N,PKMAX(10),P,Q,AK,BK,N1,N2,IA,M(17,41,6)
INTEGER PSTEP,QSTEP,P,Q,UKMAX,PKMAX,M

```

```

C
C
C   KOLL OM DET BÄST GÄLLER TCMGÅNG SOM OPTIMAL LÖSNING

```

```

400 IF(IA=1) 410,410,405
405 IF (IA ) 420, 420, 415
410 IA = 0
415 UKMAX = PKMAX(K)
    J1 = (P-IA)/PSTEP + 1
    I2 = (Q-UKMAX+IA)/QSTEP+1
    IF(I2,LT,1) I2=1
    GO TO 425
420 IA=1
    J1 = J
    UKMAX = 0
    I2 = I
425 M(I,J,K) = M(I2,J1,K=1) + UKMAX
    RETURN
    END

```

```

SUBROUTINE UTSKRIFT ( MF, MQ)
COMMON PSTEP,OSTEP,K,N,FKMAX(10),P,G,AK,BK,N1,N2,IA,M(17,41,6),
*F(6),PK(17,41,6)
INTEGER PSTEP,OSTEP,PKMAX,F,PK,P,Q,PNMAX
INTEGER PUT(6)
DIMENSION IK(6)
C
C UTSKRIFT AV KOSTNADEK OCH FORDELNINGEN PA VERKEN I TVA FALL
C
DO 502 I = 1,N
502 IK(I) = I
503 MODE = 1
PRINT 504, MODE,MP,MQ,F(N)
504 FORMAT(1H1,55X,4HFALL,12//34X,49HKOSTNAD I KR DA INKCP AV EFFEKT U
*TI FRAN AR MOJLIG//45X,7HFOR MP=,14,2X,7HOCH MQ=,14//53X,18)
C
C ITERERING BAKAT FOR ATT FINNA FOR GIVEN DRIFTSITUATION HUR
C EFFEKTERNA AR FORDELADE PA INKOPPLADE VERK
C
PNMAX = PKMAX(N)
515 NY = N
K = N
IC = 0
PKMAX(N) = PK(N2,N1,N)
520 IF (PK(N2,N1,NY)+10) 584,584,525
525 PUT(K) = PK(N2,N1,K)
LP = MP
LQ = MQ
C
C ITERATION BAKAT STARTAR FOR REALISERBARA FALL
C
527 IF( PUT(K) + 1 ) 584,540,530
530 LP = LP+PUT(K)
LQ = LQ+PKMAX(K) + PUT(K)
540 K = K+1
J1 = LP/PSTEP + 1
J2 = LQ/OSTEP + 1
PUT(K) = PK(J2,J1,K)
560 IF(K=1) 561,561,527
561 K = NY
564 IF(IC) 566,566,590
566 MODF = 1
GO TO 576
576 PRINT 578,MODE,(IK(I),I=1,NY),(PUT(I),I=1,NY)
578 FORMAT(///((35X,4HFORDELNING AV EFFEKTEN I MW PA VERKEN I FALL,12/
*//37X,7HVERK NR,616//63X,616))
NY = N-1
MODE = 2
PRINT 579,MODE,MP,MQ,F(NY)
579 FORMAT (///((55X,4HFALL,12//33X,52HKOSTNAD I KR DA INKOP AV EFFEKT
*UTIFRAN EJ AR MOJLIG//45X,7HFOR MP=,14,2X,7HOCH MQ=,14//53X,18))
GO TO 586
584 PRINT 585,MODE
585 FORMAT (///((46X,4HFALL,12,17H AR OREALISERBART))
586 IF(IC) 588,588,595
588 IC = N-1
K = IC
GO TO 520
590 PRINT 592,MODE,(IK(I),I=1,NY),(PUT(I),I=1,NY)
592 FORMAT (///((35X,4HFORDELNING AV EFFEKTEN I MW PA VERKEN I FALL,12
*//37X,7HVERK NR,516//63X,516))
595 RETURN
END

```

,40

12/05-69

```

PROGRAM KLELEF
INTEGER P, Q, PSTEP, OSTEP, F, PKMIN, PKMAX, M, PK, PUT
DIMENSION A(10,5), B(10), ISTART(10), MP(24), NU(10)
COMMON PSTEP, OSTEP, K, N, PKMAX(10), P, Q, AK, BK, N1, N2, IA, M(17,61,6),
* F(3,10), PK(17,61,6), PKMIN(10), N0, ID, PUT(3,10,2), ITIM
READ(60,3) N,L, ID, M0, (MP(I), I=1,24)
3  FORMAT(3I10/I10/(10I5))
   READ(60,5) PSTEP,OSTEP,(PKMIN(I), PKMAX(I), ISTART(I), B(I), I=1,N)
5  FORMAT(2I10/( 3I10,F10.2))
   READ (60,6) (( A(I,J), I=1,N) ,J=1,L)
6  FORMAT (6F10.2)
   N2 = M0/OSTEP + 1
7  DO 8 K = 1, N
8  NU(K) = ISTART(K)
   DO 30 ITIM = 1,24
   IF(ITIM.EQ.2) GO TO 9
   IF(MP(ITIM).EQ.MP(ITIM-1)) GO TO 30
9  N0 = MP(ITIM)/20*10/PSTEP
   N1 = MP(ITIM)/PSTEP + N0 + 1

C
C   N1 = ANTALET GANGER P SKA VARIERAS
C   N2 = ANTALET GANGER Q SKA VARIERAS
C
C   M(I,J,K) = TOTAL MAXEFFEKT TILLGANGSLIG DA K VERKAR INKOPPLADE OCH
C   EFFEKT P OCH PULLANDE RESERV Q SKA LEVERERAS
C
C   LAGRING AV M FALT MED K = 1
C
   DO 10 J = 1, N1
   DO 10 I = 1, N2
10  M(I,J,1) = PKMAX(1)
   M(1,1,1) = 0

C
C   K LOOPEN STARTAR
C
   MINP = 400
   KSP = 0
   DO 20 K = 1, N
   IF(NU(K)) 11,11,12
11  NU1 = 3
   GO TO 15
12  IF(NU(K) - 15) 13,13,1
13  NU1 = 2
   GO TO 15
14  NU1 = 1
15  AK = A(K,NU1)
   BK = B(K)
   KSP = KSP + PKMAX(K)
   MINP = MIN0 ( MINP, PKMIN(K))
20  CALL DYNPROG (KSP,MINP)
30  CALL UTSKRIFT(MP,M0, NU,ITIM)
   IF(ID) 35,35,40
35  ID = 1
   GO TO 7
40  CONTINUE
   END

```

.49

12/06-69

```

      INTEGER FUNCTION G(PKN)
      COMMON PSTEP,QSTEP,K,N,PKMAX(10),P,Q,AK,BK,N1,N2,IA,M(17,61,6),
      AC(3,10),PK(17,61,6),PKMIN(10),NO,IQ,PUT(3,10,2),ITIM
      INTEGER PSTEP,QSTEP,PKMAX,P,Q,PKN,PUT
C
C     BERÄKNING AV KOSTNADSEKN
C     G(PKN) = KOSTNAD I KR ATT LEVERERA PKN MW MED AGGREGAT NR K
C
      IF(PKN) 100, 100, 110
100  G = 0
      GO TO 100
110  IF(N-K) 112,112,115
112  G = ( AK*FLOAT(PKN) + BK ) *FLOAT(PKN)
      GO TO 100
115  G = BK*FLOAT(PKN) + AK + (1-ITIM*(1,ITIM-1))*0.0051*(FLOAT(IARS(PUT(
      *2,K,I)+1)-PKN))**2
120  CONTINUE
      RETURN
      END

```

.49

12/06-69

```

      SUBROUTINE DYNPROG ( KSP,MINP)
      COMMON PSTEP,QSTEP,K,N,PKMAX(10),P,Q,AK,BK,N1,N2,IA,M(17,61,6),
      *F(3,10),PK(17,61,6),PKMIN(10),NO
      INTEGER PSTEP,QSTEP,P,Q,D,G,PKN,UKMAX,PKMAX,M,PK,F,PKMIN
      INTEGER FK(20,61),FG(20,61)
C
C     P LOOPEN STARTAR
C
200  DO 207 J = 1,N1
      P = J*PSTEP - PSTEP
C
C     Q LOOPEN STARTAR
C
      DO 205 I = 1, N2
      Q = I*QSTEP - QSTEP
      IR = 50000
      LJ = 1
      D = KSP - Q
205  IF(D-P) 210,207,207
207  IF(P-MINP) 210,212,212
C
C     ICKERREALISERARA P,Q-KOMB LAGRAS I F(I,J,K) SOM -10
C
210  IN = I
      DO 211 I2 = IN, N2
      FK(I2,J) = 500000
211  PK(I2,J,K) = -10
      GO TO 207
212  IF ( Q-PKMIN(K)) 213,213,213
213  FK(I,J) = FG(I,J)
      IF(N-K) 214,214,215
214  PKN = 0
      GO TO 205
215  PKN = -1
      GO TO 205

```

49

12/06-69

```

C
C   KONTROLL OM K=1 TY DA AR F(I,J,K)=G DIREKT
C
218 IF(K-1) 220, 220, 224
220 PKN=P
   IF(I.NE.1.AND.J.EQ.1) GO TO 222
   FK(I,J) = G(P)
   IF(I.EQ.1.AND.J.EQ.1) PKN=-1
   GO TO 285
222 FK(I,J) = AK
   GO TO 285
224 PKN = 0
   IF(N-K) 225, 225, 230
225 UKMAX = PKN
   GO TO 245
230 IF ( PKMIN(K).NE.0 ) GO TO 240
C
C   TONGANGSTEST
C
   I1 = (0-PKMAX(K))/OSTEP + 1
   IF (I1.LT.1 ) I1=1
   FK(I,J) = INT(AK) + FG(I1,J)
   IR = FK(I,J)
   IA = -1
240 UKMAX = 0
245 CALL OPTIMER (I,J,IR,PKN,FG,FK,UKMAX)
250 PKN = LJ*MAXC(PKMIN(K),PSTEP) + PKN*(1-LJ)*PSTEP
   LJ = 0
C
C   OM PKN AR STORRE AN P GER DET INGET NYTT ATT OKA PKN
C
   IF(PKN - P) 250, 250, 263
250 IF(PKN-PKMAX(K)) 260,260,263
260 IF(N-K) 261,261,262
C
C   DA FIKTIVT VERK AR INKOPPLAT SKA 0 EJ PLACERAS DAR
C
261 UKMAX = PKN
   GO TO 245
262 UKMAX = PKMAX(K)
   GO TO 245
263 IF(K.EQ.N) GO TO 275
265 CALL MLAGER(I,J)
275 FK(I,J) = IR
   PKN = IA
285 PK(I,J,K) =PKN
287 CONTINUE
   DO 288 J3 = 1,3
   N3 = N1 + N0 - J3*N0
288 F(J3,K) = FK(N2,N3)
   IF(K.EQ.N) GO TO 295
   DO 290 J = 1, N1
   DO 290 I = 1, N2
290 FG(I,J) = FK(I,J)
295 CONTINUE
   RETURN
   END

```

.49

12/06-69

```

SUBROUTINE OPTIMER(I,J,IR,PKN,FG,EK,UKMAX)
INTEGER EK(20,61), FG(20,61)
COMMON PSTEP,OSTEP,K,N,PKMAX(10),P,Q,AK,BK,N1,N2,IA,M(17,61,6)
INTEGER PSTEP,OSTEP,P,Q,B,PKN,JKMAX,PKMAX,M
C
C   BERÄKNING AV MILKA P OCH Q SOM SKA PLACERAS PÅ K-1 VECK
C
700 J1 = (P-PKN)/PSTEP + 1
   I2 = (Q-UKMAX + PKN)/OSTEP + 1
   IF (I2.LT.1) I2 = 1
C
C   OM K=REHOVER INGET M-FALT LAGRAS
C
   IF(K.EQ.N) GO TO 320
710 M(I,J,K) = M(I2,J1,K-1) + UKMAX
   IF(M(I,J,K) - P - Q) 330, 320, 320
320 EK(I,J) = Q(PKN) + FG(I2,J1)
   IF ( EK(I,J) - IR) 305, 330, 330
325 IR = EK(I,J)
   IA = PKN
330 CONTINUE
   RETURN
END

```

.49

12/06-69

```

SUBROUTINE MLAGER (I,J)
COMMON PSTEP,OSTEP,K,N,PKMAX(10),P,Q,AK,BK,N1,N2,IA,M(17,61,6)
INTEGER PSTEP,OSTEP,P,Q,UKMAX,PKMAX,M
C
C   KOLL OM DET FV GALLER TONGANG SOM OPTIMAL LÖSNING
C
400 IF(IA+1) 410,410,405
405 IF (IA ) 420, 420, 415
410 IA = 0
415 UKMAX = PKMAX(K)
   J1 = (P-IA)/PSTEP + 1
   I2 = (Q-UKMAX+IA)/OSTEP+1
   IF(I2.LT.1) I2=1
   GO TO 425
420 IA=-1
   J1 = J
   UKMAX = 0
   I2 = I
425 M(I,J,K) = M(I2,J1,K-1) + UKMAX
   RETURN
END

```

12/06-69

.4R

```

SUBROUTINE UTSKRIFT ( MP, M0,      NU, ITIM)
COMMON PSTEP,OSTEP,K,N,PKMAX(10),P,Q,AK,BK,N1,N2,IA,M(17,61,6),
*F(3,10), PK(17,61,6), PKMIN(10),N0,IO,PUT(3,10,2)
INTEGER PSTEP,OSTEP,PKMAX,F,PK,P,Q,PUT,PNMAX
DIMENSION IK(6),NU(10),MP(24)

```

```

C
C   UTSKRIFT AV KOSTNADER OCH FORDELNINGEN PA VERKEN I TVA FALL
C

```

```
DO 502 I = 1,N
```

```
502 IK(I) = I
```

```

C
C   ITERERING BAKAT FOR ATT FINNA FOR GIVEN DRIFTSITUATION HUR
C   EFFEKTERNA AR FORDELADE PA INKOPPLADE VERK
C

```

```
PNMAX = PKMAX(N)
```

```
515 NY = N
```

```
K = N
```

```
IC = 1
```

```
520 DO 561 J3 = 1,3
```

```
N3 = N1 + N0 - J3*N0
```

```
PKMAX(N) = PK(N2,N3,N)
```

```
IF(PK(N2,N3,NY) + 10) 522,522,525
```

```
522 DO 523 K1 = 1,NY
```

```
523 PUT(J3,K1,IC) = -10
```

```
F(J3,NY) = -10
```

```
GO TO 561
```

```
525 PUT(J3,K ,IC) = PK(N2,N3,K)
```

```
LP = N3*PSTEP - PSTEP
```

```
LQ = M0
```

```

C
C   ITERATION BAKAT STARTAR FOR REALISERBARA FALL
C

```

```
527 IF( PUT(J3,K,IC) + 1) 561,540,530
```

```
530 LP = LP-PUT(J3,K,IC)
```

```
LQ = LQ-PKMAX(K) + PUT(J3,K,IC)
```

```
IF(LQ.LT.0) LQ = 0
```

```
540 K = K-1
```

```
J1 = LP/PSTEP + 1
```

```
I2 = LQ/OSTEP + 1
```

```
PUT(J3,K,IC) = PK(I2,J1,K)
```

```
560 IF(K-1) 561,561,527
```

```
561 K = NY
```

```
IF(IO.EQ.0.AND.IC.EQ.2.OR.ID.EQ.1.AND.IC.EQ.1) GO TO 576
```

```
568 DO 575 K1 = 1,NY
```

```
IF(PUT(2,K1,IC) + 1) 575,572,570
```

```
570 NU(K1) = 0
```

```
GO TO 575
```

```
572 NU(K1) = NU(K1) + 1
```

```
575 CONTINUE
```

```
576 IF(IC-1) 577,577,580
```

```
577 IC = 2
```

```
NY = N-1
```

```
K = NY
```

```
GO TO 520
```

```
580 PKMAX(N) = PNMAX
```

```
IF(ITIM.EQ.1.OR.ITIM.EQ.9.OR.ITIM.EQ.17) GO TO 582
```


12/06-69

.48

```

IF(ID) 585,585,593
582 IF(ID) 583,583,591
583 PRINT 584,M0,(IK(I),I=1,6),(IK(I),I=1,5)
584 FORMAT(1H1,20X,66HVARJE TIMPROGNOS AR BYGGD PA ATT INKOP AV EFFEKT
* UTIFRAN AR MOJLIG//50X,10HRUJLLANDE RESERV M0=,14,34 MW////44X,20H
* INKOP UTIFRAN MOJLIG,23X,23HINKOP UTIFRAN EJ MOJLIG/// 7X,5HTIDEN,
* 6X,6HEFFEKT,8X,7HKOSTNAD,17X,4HVERK,20X,7HKOSTNAD,14X,4HVERK/ 8X,3
* HTIM,7X,6HMP(MW),8X,6HKR/TIM,6I6,6X,6HKR/TIM,6I6)
PRINT 590
585 DO 588 J3 = 1,3
N3 = N1 + N0 - J3*N0
LP = N3*PSTEP - PSTEP
IF(J3.NE.2) GO TO 587
PRINT 586,ITIM,LP,F(J3,6),(PUT(J3,I,1),I=1,6),F(J3,5),(PUT(J3,I,2)
*,I=1,5)
586 FORMAT (8X,10,4X,4HMP =,14,10X,16,1X,6I6,5X,16,1X,6I6)
GO TO 588
587 PRINT 589,LP,F(J3,6),(PUT(J3,I,1),I=1,6),F(J3,5),(PUT(J3,I,2),I=1,
*5)
588 CONTINUE
589 FORMAT(18X,14,10X,16,1X,6I6,5X,16,1X,6I6)
PRINT 590
590 FORMAT(1H )
GO TO 508
501 PRINT 502,M0,(IK(I),I=1,5),(IK(I),I=1,6)
502 FORMAT(1H1,20X,66HVARJE TIMPROGNOS AR BYGGD PA ATT INKOP AV EFFEKT
* UTIFRAN EJ AR MOJLIG//50X,10HRUJLLANDE RESERV M0=,14,34 MW////30X,
* 23HINKOP UTIFRAN EJ MOJLIG,23X,20HINKOP UTIFRAN MOJLIG/// 7X,5HTIDEN,
* 6X,6HEFFEKT,8X,7HKOSTNAD,14X,4HVERK,17X,7HKOSTNAD,17X,4HVERK/ 8
* X,3HTIM,7X,6HMP(MW),8X,6HKR/TIM,6I6,6X,6HKR/TIM,6I6)
PRINT 590
593 DO 505 J3 = 1,3
N3 = N1 + N0 - J3*N0
LP = N3*PSTEP - PSTEP
IF(J3.NE.2) GO TO 504
PRINT 507,ITIM,LP,F(J3,5),(PUT(J3,I,2),I=1,5),F(J3,6),(PUT(J3,I,1)
*,I=1,6)
GO TO 505
594 PRINT 506,LP,F(J3,5),(PUT(J3,I,2),I=1,5),F(J3,6),(PUT(J3,I,1),I=1,
*6)
595 CONTINUE
596 FORMAT(18X,14,10X,16,1X,6I6,5X,16,1X,6I6)
PRINT 590
597 FORMAT(8X,10,4X,4HMP =,14,10X,16,1X,6I6,5X,16,1X,6I6)
598 RETURN
END

```

A P P E N D I X 7Utskriftsförklaringar

Använda beteckningar i resultatutskriften, vilka är gemensamma för alla tre metoderna, förklaras nedan.

<u>Beteckning</u>	<u>Betydelse</u>
Verk	Aggregat
-10	Motsvarande kombination av effekt P och rullande reserv 0 är orealisierbar på de tillgängliga aggregaten
-1	Aggregatet är avstängt för denna P-0-kombination
0	Aggregatet står på tomgång (dvs rullande reserv kan placeras på det) för denna P-0-kombination
10,20,30,...	Aggregatet producerar effekten 10, 20,30,...(MW) för denna P-0-kombination

RESULTATUTSKRIFTER

EXAMENSARBETE nr

JAN KLEVÅS, NILS LEFFLER

LTH VT 1969

INST. FÖR REGLERINGSTEKNIK

A P P E N D I X 8

TABELL-METODEN

FALL 1

TABELL OVER KOSTNADER I KR DA INKOP AV EFFEKT UTIFRAN AR

MOJLIG DØRLIG KOSTNAD + TIMKOSTNAD + VARMSTARTKOSTNAD

Q (MW)	0	10	20	30	40	50	60	70	80	90	100
0	0	081	081	081	1317	1317	1317	1317	2203	2203	2203
10	385	1130	1130	1366	1466	1466	1466	1702	2447	2447	2635
20	700	1207	1524	1615	1615	1615	1451	2107	2506	2750	2769
30	1015	1422	1764	1764	1764	2000	2256	2532	2495	2485	2435
40	1660	1913	1913	1913	2140	2405	2681	2977	3010	3010	3010
50	2062	2062	2062	2029	2554	2839	3126	3135	3135	3135	3135
60	2211	2211	2447	2793	2979	3260	3260	3260	3260	3260	3260
70	2360	2506	2852	3108	3385	3385	3385	3385	3385	3385	3645
80	2745	3001	3277	3510	3510	3510	3510	3510	3510	3770	4050
90	3150	3405	3635	3635	3635	3635	3635	3635	3635	4175	4475
100	3575	3760	3760	3760	3760	3760	3760	4020	4300	4600	4920
110	3885	3885	3885	3885	3885	3885	4145	4425	4725	5015	5202
120	4010	4010	4010	4010	4010	4070	4550	4850	5170	5327	5327
130	4135	4135	4135	4135	4305	4675	4975	5225	5452	5452	5452
140	4260	4260	4260	4520	4800	5100	5420	5577	5577	5577	5837
150	4385	4385	4625	4925	5225	5525	5702	5702	5702	5952	6242
160	4510	4770	5050	5350	5670	5827	5827	5827	6087	6367	6667
170	4825	5175	5475	5705	5976	5976	5976	6212	6492	6792	7112
180	5300	5600	5920	6125	6125	6125	6361	6617	6917	7237	7577
190	5725	6045	6274	6274	6274	6510	6765	7042	7362	7702	7995
200	6170	6423	6423	6423	6650	6915	7191	7487	7827	8145	8145
210	6572	6572	6572	6808	7064	7340	7636	7952	8204	8204	8531
220	6721	6721	6957	7213	7480	7785	8101	8437	8443	8479	8935
230	6870	7106	7362	7638	7934	8250	8586	8502	8324	8644	9350
240	7255	7511	7787	8083	8300	8735	8759	8277	8233	8592	9085
250	7660	7936	8232	8548	8884	9008	9135	9382	9658	9954	10279
260	8085	8331	8607	8933	9266	9203	9540	9807	10103	10410	10755
270	8532	8846	9182	9224	9451	9602	9965	10252	10505	10904	10946
280	8925	9231	9382	9699	9856	10123	10410	10717	11053	11104	11331
290	9480	9540	9767	10014	10281	10568	10875	11202	11252	11489	11736
300	9628	9925	10172	10439	10726	11033	11360	11420	11647	11894	12151
310	10023	10330	10507	10884	11191	11518	11578	11905	12052	12312	12605
320	10488	10755	11042	11340	11676	11736	11963	12210	12477	12761	13071
330	10913	11200	11507	11834	11894	12121	12368	12635	12922	13222	13552
340	11358	11665	11992	12052	12279	12526	12703	13039	13397	13711	14061
350	11823	12159	12210	12437	12684	12951	13238	13545	13872	14212	14525
360	12308	12368	12595	12842	13109	13396	13703	14030	14377	14684	15011
370	12526	12753	13000	13267	13554	13861	14188	14535	14842	15160	15512
380	12941	13158	13405	13712	14019	14346	14693	15000	15327	15674	16041
390	13316	13583	13870	14177	14504	14851	15158	15485	15832	16192	16586
400	13741	14028	14335	14662	15009	15316	15643	15900	16357	16744	17151

FÖRDELNING AV EFFEKTEN I MW PÅ VERKEN I FALL 1

VERK NR 1

P (MW)	0	10	20	30	40	50	60	70	80	90	100
0	-1	0	0	0	-1	-1	-1	-1	0	0	0
10	-1	10	10	0	-1	-1	-1	-1	0	0	-1
20	-1	20	10	-1	-1	-1	-1	-1	0	-1	-1
30	-1	20	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1
40	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1
50	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1
60	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1
70	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1
80	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1
90	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1
100	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1
110	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1
120	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1
130	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1
140	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1
150	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1
160	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1
170	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1
180	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1
190	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1
200	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1
210	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1
220	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1
230	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1
240	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1
250	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1
260	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1
270	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1
280	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1
290	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1
300	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1
310	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1
320	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1
330	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1
340	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	30
350	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	30	30
360	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	30	30	30
370	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	30	30	30	30
380	-1	-1	-1	-1	-1	-1	30	30	30	30	30
390	-1	-1	-1	-1	-1	30	30	30	30	30	30
400	-1	-1	-1	-1	30	30	30	30	30	30	30

FORDDELNING AV EFFEKTEN I MW PÅ VERKEN I FALL 1

VERK NR 2

Q (MW)	0	10	20	30	40	50	60	70	80	90	100
0	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1
10	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1
20	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1
30	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1
40	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1
50	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1
60	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1
70	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1
80	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1
90	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1
100	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1
110	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1
120	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1
130	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1
140	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1
150	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1
160	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1
170	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1
180	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1
190	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1
200	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1
210	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1
220	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1
230	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1
240	-1	-1	-1	-1	-1	-1	10	-1	-1	-1	-1
250	-1	-1	-1	-1	-1	20	10	-1	-1	-1	-1
260	-1	-1	-1	-1	30	20	10	-1	-1	-1	-1
270	-1	-1	-1	40	30	20	10	-1	-1	-1	10
280	-1	-1	50	40	30	20	10	-1	-1	50	40
290	-1	60	50	40	30	20	10	-1	20	50	40
300	70	60	50	40	30	20	10	70	20	50	40
310	70	60	50	40	30	20	70	70	20	50	40
320	70	60	50	40	30	70	70	70	20	50	40
330	70	60	50	40	70	70	70	70	20	50	40
340	70	60	50	70	70	70	70	70	20	50	40
350	70	60	70	70	70	70	70	70	20	50	40
360	70	70	70	70	70	70	70	70	20	50	40
370	70	70	70	70	70	70	70	70	20	50	40
380	70	70	70	70	70	70	70	70	20	50	40
390	70	70	70	70	70	70	70	70	20	50	40
400	70	70	70	70	70	70	70	70	20	50	40

FORDDELNING AV EFFEKTEN I MW PÅ VERKEN I FALL 1

VERK NR 3

Q (MW)	0	10	20	30	40	50	60	70	80	90	100
0	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1
10	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1
20	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1
30	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1
40	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1
50	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1
60	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1
70	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1
80	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1
90	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1
100	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1
110	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1
120	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1
130	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1
140	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1
150	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1
160	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1
170	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1
180	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1
190	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	0
200	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	0	0
210	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	0	0	0
220	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	0	0	0
230	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	0	0	0
240	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	0	0	0
250	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	0	0	0
260	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	0	0	0
270	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	0	0	0
280	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	0	0	0
290	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	0	0	0
300	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	0	0	0
310	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	0	0	0
320	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	0	0	0
330	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	0	0	0
340	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	0	0	0
350	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	0	0	0
360	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	0	0	0
370	70	60	50	40	30	20	10	0	0	0	0
380	70	60	50	40	30	20	10	0	0	0	0
390	70	60	50	40	30	20	10	0	0	0	0
400	70	60	50	40	30	20	10	0	0	0	0
410	70	60	50	40	30	20	10	0	0	0	0

FORDDELNING AV EFFEKTEN I MW PÅ VERKEN I FALL 1

VERK NR 6 (= INKOPT EFFEKT)

Q (MW)	0	10	20	30	40	50	60	70	80	90	100
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
10	10	0	0	10	0	0	0	10	0	0	0
20	20	0	10	0	0	0	10	20	0	0	0
30	30	10	0	0	0	10	20	30	0	0	0
40	40	0	0	0	10	20	30	40	0	0	0
50	0	0	0	10	20	30	0	0	0	0	0
60	0	0	10	20	30	0	0	0	0	0	10
70	0	10	20	30	0	0	0	0	0	10	20
80	10	20	30	0	0	0	0	0	10	20	30
90	20	30	0	0	0	0	0	0	10	20	30
100	30	0	0	0	0	0	0	10	20	30	40
110	0	0	0	0	0	0	10	20	30	40	0
120	0	0	0	0	0	10	20	30	40	0	0
130	0	0	0	0	10	20	30	40	0	0	10
140	0	0	0	10	20	30	40	0	0	10	20
150	0	0	10	20	30	40	0	0	10	20	30
160	0	10	20	30	40	0	0	10	20	30	40
170	10	20	30	40	0	0	0	10	20	30	40
180	20	30	40	0	0	0	10	20	30	40	50
190	30	40	0	0	0	10	20	30	40	50	0
200	40	0	0	0	10	20	30	40	50	0	0
210	0	0	0	10	20	30	40	50	0	0	10
220	0	0	10	20	30	40	50	0	10	20	30
230	0	10	20	30	40	50	60	0	10	20	30
240	10	20	30	40	50	60	0	10	20	30	40
250	20	30	40	50	60	0	10	20	30	40	50
260	30	40	50	60	0	10	20	30	40	50	60
270	40	50	60	0	10	20	30	40	50	60	0
280	50	60	0	10	20	30	40	50	60	0	10
290	60	0	10	20	30	40	50	60	0	10	20
300	0	10	20	30	40	50	60	0	10	20	30
310	10	20	30	40	50	60	0	10	20	30	40
320	20	30	40	50	60	0	10	20	30	40	50
330	30	40	50	60	0	10	20	30	40	50	60
340	40	50	60	0	10	20	30	40	50	60	70
350	50	60	0	10	20	30	40	50	60	70	80
360	60	0	10	20	30	40	50	60	70	80	90
370	0	10	20	30	40	50	60	70	80	90	0
380	10	20	30	40	50	60	70	80	90	0	10
390	20	30	40	50	60	70	80	90	0	10	20
400	30	40	50	60	70	80	90	0	10	20	30

FORDDELNING AV EFFEKTEN I MW PÅ VERKEN I FALL 3

VERK NR 2

Q (MW)	0	10	20	30	40	50	60	70	80	90	100
0	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1
10	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1
20	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1
30	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1
40	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1
50	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1
60	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1
70	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1
80	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1
90	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1
100	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1
110	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1
120	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1
130	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1
140	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1
150	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1
160	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1
170	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1
180	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1
190	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1
200	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1
210	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1
220	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1
230	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1
240	-1	-1	-1	10	10	10	10	-1	-1	-1	-1
250	-1	-1	20	20	20	20	-1	-1	-1	-1	10
260	-1	30	30	30	30	-1	-1	-1	30	20	20
270	40	40	40	40	10	10	10	40	40	30	30
280	50	50	50	20	20	20	50	50	50	40	40
290	60	60	30	30	30	60	60	60	60	50	20
300	70	40	40	40	70	70	70	70	60	30	30
310	50	50	50	70	70	70	70	50	50	50	40
320	60	60	70	70	70	70	60	60	60	50	40
330	70	70	70	70	70	70	70	70	60	50	40
340	70	70	70	70	70	70	70	70	60	50	40
350	70	70	70	70	70	70	70	70	60	50	40
360	70	70	70	70	70	70	70	70	60	50	40
370	70	70	70	70	70	70	70	70	60	50	40
380	70	70	70	70	70	70	70	70	60	50	40
390	70	70	70	70	70	70	70	70	60	50	40
400	70	70	70	70	70	70	70	70	60	50	40

FORDDELNING AV EFFEKTEN, I MW PÅ VERKEN I FALL 3

VERK NR 3

(MW)	0	10	20	30	40	50	60	70	80	90	100
0	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1
10	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1
20	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1
30	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1
40	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1
50	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1
60	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1
70	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1
80	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1
90	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1
100	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1
110	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1
120	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1
130	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1
140	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1
150	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1
160	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1
170	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	0
180	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	0	0
190	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	0	0	0
200	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	0	0	0	0
210	-1	-1	-1	-1	-1	-1	0	0	0	0	0
220	-1	-1	-1	-1	-1	-1	0	0	0	0	0
230	-1	-1	-1	-1	-1	0	0	0	0	0	0
240	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	0	0	0	0
250	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	0	0	0	0
260	-1	-1	-1	-1	-1	-1	0	0	0	0	0
270	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	0	0	0	0
280	-1	-1	-1	-1	-1	-1	0	0	0	0	0
290	-1	-1	-1	-1	-1	-1	0	0	0	0	0
300	-1	-1	-1	-1	0	0	0	0	0	0	0
310	-1	-1	-1	10	10	10	10	0	0	0	0
320	-1	-1	20	20	20	20	0	0	0	0	0
330	-1	30	30	30	30	0	0	0	0	0	0
340	40	40	40	40	10	10	10	0	0	0	0
350	50	50	50	20	20	20	10	0	0	0	0
360	60	60	30	30	30	20	10	0	0	0	0
370	70	40	40	40	30	20	10	0	0	0	0
380	50	50	50	40	30	20	10	0	0	0	0
390	60	60	50	40	30	20	10	0	0	0	0
400	70	60	50	40	30	20	10	0	0	0	0

FORDDELNING AV EFFEKTEN I MW PÅ VERKEN I FALL 3

VERK NR 6 (= INKOPT EFFEKT)

Q (MW)	0	10	20	30	40	50	60	70	80	90	100
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
10	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
20	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
30	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
40	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
50	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
60	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
70	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
80	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
90	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
100	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
110	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
120	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
130	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
140	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
150	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
160	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
170	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
180	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
190	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
200	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
210	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
220	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
230	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
240	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
250	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
260	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
270	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
280	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
290	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
300	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
310	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	10
320	0	0	0	0	0	0	0	0	0	10	20
330	0	0	0	0	0	0	0	0	10	20	30
340	0	0	0	0	0	0	0	10	20	30	40
350	0	0	0	0	0	0	10	20	30	40	50
360	0	0	0	0	0	10	20	30	40	50	60
370	0	0	0	0	10	20	30	40	50	60	70
380	0	0	0	10	20	30	40	50	60	70	80
390	0	0	10	20	30	40	50	60	70	80	90
400	0	10	20	30	40	50	60	70	80	90	100

A P P E N D I X 9

SAMPLADE ON-LINE METODEN

FALL 1

KOSTNAD I KR DA INKOP AV EFFEKT UTIFRAN AR MOJLIG

FOR MP= 350 OCH MQ= 100

12245

FORDJUNING AV EFFEKTER I MP PA VERKEN I FALL 1

VERK NR	1	2	3	4	5	6
	30	40	0	70	160	50

FALL 2

KOSTNAD I KR DA INKOP AV EFFEKTER UTIFRAN EJ AR MOJLIG/
FOR MP= 350 OCH MQ= 100

500000

FALL 2 AR OREALISERBART

FALL 1

KOSTNAD I KR ÖR INKOP AV EFFEKTUTIFRAM ÄR MOJLIG

FÖR $MP = 250$ OCH $GO = 50$

4098

FÖRDELNING AV EFFEKTER I MW PÅ VERKEN I FALL 1.

VERK NR	1	2	3	4	5
FÖRDELNING AV EFFEKTER I MW PÅ VERKEN I FALL 1.	5	-1	-1	20	70

VERK NR 0

FALL 2

KOSTNAD I KR ÖR INKOP AV EFFEKTUTIFRAM EJ ÄR MOJLIG

FÖR $MP = 250$ OCH $GO = 50$

4098

FÖRDELNING AV EFFEKTER I MW PÅ VERKEN I FALL 2

VERK NR	1	2	3	4	5
FÖRDELNING AV EFFEKTER I MW PÅ VERKEN I FALL 2	-1	-1	20	70	160

FALL 1

KOSTNAD I KR DA INKÖP AV EFFEKT UTIFRAN ÄR MOJLIG

FÖR $MP = 50$ OCH $MQ = 50$

1980

FORDJELNING AV EFFEKTER I MW PÅ VERKEN I FALL 1

VERK NR	1	2	3	4	5	6
	-1	-1	-1	20	-1	30

FALL 2

KOSTNAD I KR DA INKÖP AV EFFEKT UTIFRAN ÄR MOJLIG/

FÖR $MP = 50$ OCH $MQ = 50$

1903

FORDJELNING AV EFFEKTER I MW PÅ VERKEN I FALL 2

VERK NR	1	2	3	4	5
	0	-1	-1	50	-1

A P P E N D I X 10PROGNOS-METODEN

VARJE TIMPROGNS AR BYGGD PA ATT INKOP AV EFFEKT UTIFRAN EJ AR MOJLIG

RULLANDE RESERV MQ= 50 MW

INKOP UTIFRAN EJ MOJLIG

INKOP UTIFRAN MOJLIG

TIDEN TIM	EFFEKT MP(MW)	KOSTNAD KR/TIM	1	2	3	4	5	KOSTNAD KR/TIM	1	2	3	4	5	6
1	MP = 420 280 140	-10 6943 2211	-10 30 0	-10 20 -1	-10 -1 -1	-10 70 -1	-10 160 140	13636 6498 2211	30 0 0	70 -1 -1	20 -1 -1	70 50 -1	160 160 140	70 70 0
2	MP = 450 300 150	-10 7366 2382	-10 -1 -1	-10 50 -1	-10 20 -1	-10 70 0	-10 160 150	13043 5493 2382	30 30 -1	60 20 -1	30 -1 -1	70 70 0	160 160 150	100 20 0
3	MP = 450 300 150	-10 5120 2382	-10 -1 -1	-10 60 -1	-10 10 -1	-10 70 0	-10 160 150	11645 5120 2382	30 -1 -1	60 60 -1	30 10 -1	70 70 0	160 160 150	100 0 0
4	MP = 450 300 150	-10 5120 2382	-10 -1 -1	-10 60 -1	-10 10 -1	-10 70 0	-10 160 150	11645 5120 2382	30 -1 -1	60 60 -1	30 10 -1	70 70 0	160 160 150	100 0 0
5	MP = 450 300 150	-10 5120 2382	-10 -1 -1	-10 60 -1	-10 10 -1	-10 70 0	-10 160 150	11645 5120 2382	30 -1 -1	60 60 -1	30 10 -1	70 70 0	160 160 150	100 0 0
6	MP = 300 200 100	5120 3339 1598	-1 -1 -1	70 -1 -1	0 0 -1	70 40 -1	160 160 100	5120 3339 1598	-1 -1 -1	70 -1 -1	0 0 -1	70 40 -1	160 160 100	0 0 0
7	MP = 240 160 80	3944 2507 1362	-1 -1 -1	-1 -1 -1	10 -1 -1	70 0 -1	160 160 80	3944 2507 1362	-1 -1 -1	-1 -1 -1	10 -1 -1	70 0 -1	160 160 80	0 0 0
8	MP = 240 160 80	5454 2507 1362	-1 -1 -1	10 -1 -1	-1 -1 -1	70 0 -1	160 160 80	5454 2507 1362	-1 -1 -1	-1 -1 -1	10 -1 -1	20 0 -1	160 160 80	60 0 0

VARJE TIMPROGNOS AR BYGGD PA ATT INKOP AV EFFEKT UTIFRAN EU AR MOJLIG

RULLANDE RESERV MO= 50 MW

INKOP UTIFRAN EJ MOJLIG

TIDEN TIM	EFFEKT MP(MW)	KOSTNAD KR/TIM	INKOP UTIFRAN EJ MOJLIG			KOSTNAD KR/TIM	INKOP UTIFRAN MOJLIG				
			1	2	3		4	5	6		
9	240	5454	-1	10	-1	5417	-1	-1	20	160	60
	MP = 160	2507	-1	-1	-1	2507	-1	-1	0	160	0
	80	1362	-1	-1	-1	1362	-1	-1	-1	80	0
10	240	5454	-1	10	-1	5417	-1	-1	20	160	60
	MP = 160	2507	-1	-1	-1	2507	-1	-1	0	160	0
	80	1362	-1	-1	-1	1362	-1	-1	-1	80	0
11	240	5454	-1	10	-1	5417	-1	-1	20	160	60
	MP = 160	2507	-1	-1	-1	2507	-1	-1	0	160	0
	80	1362	-1	-1	-1	1362	-1	-1	-1	80	0
12	240	5454	-1	10	-1	5417	-1	-1	20	160	60
	MP = 160	2507	-1	-1	-1	2507	-1	-1	0	160	0
	80	1362	-1	-1	-1	1362	-1	-1	-1	80	0
13	240	5454	-1	10	-1	5417	-1	-1	20	160	60
	MP = 160	2507	-1	-1	-1	2507	-1	-1	0	160	0
	80	1362	-1	-1	-1	1362	-1	-1	-1	80	0
14	240	5454	-1	10	-1	5417	-1	-1	20	160	60
	MP = 160	2507	-1	-1	-1	2507	-1	-1	0	160	0
	80	1362	-1	-1	-1	1362	-1	-1	-1	80	0
15	240	5454	-1	10	-1	5417	-1	-1	20	160	60
	MP = 160	2507	-1	-1	-1	2507	-1	-1	0	160	0
	80	1362	-1	-1	-1	1362	-1	-1	-1	80	0
16	220	5141	-1	10	0	4467	-1	-1	20	160	40
	MP = 150	2382	-1	-1	-1	2382	-1	-1	0	150	0
	80	1362	-1	-1	-1	1362	-1	-1	-1	80	0

VARJE TIMPROGNOS AR BYGGD PA ATT INKOP AV EFFEKT UTIFRAN EJ AR MOJLIG

RULLANDE RESERV MQ= 20 MW

INKOP UTIFRAN MOJLIG

INKOP UTIFRAN EJ MOJLIG

TIDEN TIM	EFFEKT MP(MW)	KOSTNAD KR/TIM	VERK					KOSTNAD KR/TIM	VERK					
			1	2	3	4	5		1	2	3	4	5	6
1	MP = 430 MP = 290 MP = 150	-10 7201 2382	-10 30 -1	-10 -1 -1	-10 30 -1	-10 70 0	-10 160 150	13220 6447 2382	30 -1 -1	70 -1 -1	50 50 -1	70 70 0	160 160 150	50 10 0
2	MP = 480 MP = 320 MP = 160	-10 7684 2461	-10 -1 0	-10 30 -1	-10 60 -1	-10 70 -1	-10 160 160	13526 5564 2461	30 30 0	50 -1 -1	70 50 -1	70 70 -1	160 160 160	100 10 0
3	MP = 510 MP = 340 MP = 170	-10 5752 2674	-10 -1 -1	-10 40 -1	-10 70 -1	-10 10 10	-10 160 160	13936 5752 2674	30 -1 -1	50 40 -1	70 70 -1	70 70 10	160 160 160	130 0 0
4	MP = 540 MP = 360 MP = 180	-10 7049 2817	-10 10 -1	-10 50 -1	-10 70 -1	-10 20 20	-10 160 160	15929 6295 2817	30 -1 -1	50 50 -1	70 70 -1	70 70 20	160 160 160	160 10 0
5	MP = 570 MP = 380 MP = 190	-10 6515 2962	-10 20 -1	-10 60 -1	-10 70 -1	-10 30 30	-10 160 160	17250 6515 2962	20 20 -1	60 60 -1	70 70 -1	70 70 30	160 160 160	190 0 0
6	MP = 430 MP = 290 MP = 150	-10 4861 2336	-10 10 0	-10 50 -1	-10 -1 -1	-10 70 -1	-10 160 150	8640 4861 2336	30 10 0	60 50 -1	60 -1 -1	70 70 -1	160 160 150	50 0 0
7	MP = 450 MP = 300 MP = 150	-10 5019 2336	-10 20 0	-10 50 -1	-10 -1 -1	-10 70 -1	-10 160 150	11137 5019 2336	30 20 0	70 50 -1	50 -1 -1	70 70 -1	160 160 150	70 0 0

VARJE TIMPORGANGS AR BYGGD PA ATT INKOP AV EFFEKT UTIFRAN EJ AR MOJLIG

RULLANDEF RESERV MD= 50 MW

INKOP UTIFRAN EJ MOJLIG

TIDEN TIM	EFFEKT MP(MW)	KOSTNAD KR/TIM	INKOP UTIFRAN EJ MOJLIG					VERK	KOSTNAD KR/TIM	INKOP UTIFRAN MOJLIG					
			1	2	3	4	5			1	2	3	4	5	
0	MP = 160 80	3044 2507 1362	-1	-1	-1	10	70	160	3044	-1	-1	10	70	160	0
10	MP = 160 80	3044 2507 1362	-1	-1	-1	10	70	160	3044	-1	-1	10	70	160	0
11	MP = 160 80	3044 2507 1362	-1	-1	-1	10	70	160	3044	-1	-1	10	70	160	0
12	MP = 160 80	3044 2507 1362	-1	-1	-1	10	70	160	3044	-1	-1	10	70	160	0
13	MP = 160 80	3044 2507 1362	-1	-1	-1	10	70	160	3044	-1	-1	10	70	160	0
14	MP = 160 80	3044 2507 1362	-1	-1	-1	10	70	160	3044	-1	-1	10	70	160	0
15	MP = 160 80	3044 2507 1362	-1	-1	-1	10	70	160	3044	-1	-1	10	70	160	0
16	MP = 150 80	5141 2382 1362	-1	-1	-1	0	00	160	4467	-1	-1	-1	20	160	40

VARJE TIDPUNKTUS AR BYGGD PA ATT INKOP AV EFFEKT UTIFRAN AR MOJLIG

RULLANDE RESERV MQ= 50 MW

INKOP UTIFRAN MOJLIG

INKOP UTIFRAN EJ MOJLIG

TIDEN TIM	EFFEKT MP(MW)	KOSTNAD KR/TIM	VERK					KOSTNAD KR/TIM	VEOK				
			1	2	3	4	5		6	1	2	3	4
0	MP = 140 80	4508	0	-1	-1	50	160	30	-1	10	-1	70	160
		2507	-1	-1	0	160	0	-1	-1	-1	0	150	
		1362	-1	-1	-1	80	0	-1	-1	-1	-1	80	
10	MP = 140 80	4508	0	-1	-1	50	160	30	-1	10	-1	70	160
		2507	-1	-1	0	160	0	-1	-1	-1	0	150	
		1362	-1	-1	-1	80	0	-1	-1	-1	-1	80	
11	MP = 140 80	4508	0	-1	-1	50	160	30	-1	10	-1	70	160
		2507	-1	-1	0	160	0	-1	-1	-1	0	150	
		1362	-1	-1	-1	80	0	-1	-1	-1	-1	80	
12	MP = 140 80	4508	0	-1	-1	50	160	30	-1	10	-1	70	160
		2507	-1	-1	0	160	0	-1	-1	-1	0	150	
		1362	-1	-1	-1	80	0	-1	-1	-1	-1	80	
13	MP = 140 80	4508	0	-1	-1	50	160	30	-1	10	-1	70	160
		2507	-1	-1	0	160	0	-1	-1	-1	0	150	
		1362	-1	-1	-1	80	0	-1	-1	-1	-1	80	
14	MP = 140 80	4508	0	-1	-1	50	160	30	-1	10	-1	70	160
		2507	-1	-1	0	160	0	-1	-1	-1	0	150	
		1362	-1	-1	-1	80	0	-1	-1	-1	-1	80	
15	MP = 140 80	4508	0	-1	-1	50	160	30	-1	10	-1	70	160
		2507	-1	-1	0	160	0	-1	-1	-1	0	150	
		1362	-1	-1	-1	80	0	-1	-1	-1	-1	80	
16	MP = 150 80	4447	-1	-1	20	160	40	-1	-1	-1	60	150	
		2382	-1	-1	0	150	0	-1	-1	-1	0	150	
		1362	-1	-1	-1	80	0	-1	-1	-1	-1	80	

Table 1. Parameters of groups of different utilization of resources

Table 1. Parameters of groups of different utilization of resources

GROUP UTILIZATION OF RESOURCES

GROUP	EFFICIENCY (%)	KOSTIAD (RUB)	VERK					KOSTIAD KRITIK	VERK					6	
			1	2	3	4	5		1	2	3	4	5		
1	40	-10	-10	-10	-10	-10	13220	30	70	50	70	150	50	150	10
	30	7201	-1	-1	-1	-1	2447	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	
	150	2302	-1	-1	-1	-1	2302	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	
2	40	-10	-10	-10	-10	-10	15220	30	50	70	70	150	100	150	10
	30	7504	-1	-1	-1	-1	5264	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	
	150	2401	-1	-1	-1	-1	2401	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	
3	40	-10	-10	-10	-10	-10	13730	30	50	70	70	150	130	150	10
	30	2752	-1	-1	-1	-1	5752	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	
	170	2074	-1	-1	-1	-1	2074	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	
4	40	-10	-10	-10	-10	-10	17924	30	50	70	70	150	160	150	10
	30	7049	-1	-1	-1	-1	8295	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	
	150	2817	-1	-1	-1	-1	2817	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	
5	40	-10	-10	-10	-10	-10	17250	20	60	70	70	150	190	150	10
	30	5515	-1	-1	-1	-1	5515	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	
	150	2902	-1	-1	-1	-1	2902	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	
6	40	-10	-10	-10	-10	-10	4040	30	60	60	70	150	50	150	10
	30	4401	-1	-1	-1	-1	4401	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	
	150	2330	-1	-1	-1	-1	2330	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	
7	40	-10	-10	-10	-10	-10	11137	30	70	50	70	150	70	150	10
	30	5019	-1	-1	-1	-1	5019	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	
	150	2330	-1	-1	-1	-1	2330	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	
8	40	-10	-10	-10	-10	-10	11000	30	70	50	70	150	70	150	10
	30	5177	-1	-1	-1	-1	5177	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	
	150	2401	-1	-1	-1	-1	2401	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	

KULLANDE RESERVY MOE 20 20

INKOP UTIPRAN MOJLIG

TUDEN TIP	EFFERT 20(%)	KOSTNAD KR/TIM	INKOP UTIPRAN MOJLIG					KOSTNAD KR/TIM	INKOP UTIPRAN MOJLIG						
			1	2	3	4	5		1	2	3	4	5	6	
9	MP = 300	-10 3017 2335	-10 40 -1	-10 70 -1	-10 160 150	-10 160 160	11135 5017 2335	30 30 0	70 40 -1	50 -1 -1	70 70 -1	160 160 150	70 160 160	0 0 0	
10	MP = 200	-10 4572 2072	-10 50 -1	-10 70 -1	-10 160 140	-10 160 160	9662 4572 2062	30 -1 -1	70 50 -1	50 -1 -1	70 70 -1	160 160 140	70 160 160	40 0 0	
11	MP = 300	300 7090 3633 1717	-1 70 0 -1	70 60 -1	160 160 110	160 160 160	6697 3633 1717	-1 -1 -1	50 0 -1	-1 -1 -1	-1 -1 -1	160 160 110	70 60 110	50 0 0	
12	MP = 170	250 170 90 1479	-1 -1 -1	20 10 -1	160 160 90	160 160 160	4100 2500 1479	-1 -1 -1	20 -1 -1	-1 -1 -1	-1 -1 -1	160 160 90	70 10 -1	0 0 0	
13	MP = 280	280 190 100 6093 2950 1598	-1 -1 -1	50 -1 -1	160 160 100	160 160 160	6093 2950 1598	-1 -1 -1	50 -1 -1	-1 -1 -1	-1 -1 -1	160 160 100	70 30 -1	0 0 0	
14	MP = 270	270 180 90 5920 2805 1479	-1 -1 -1	40 -1 -1	160 160 90	160 160 160	5920 2805 1479	-1 -1 -1	40 -1 -1	-1 -1 -1	-1 -1 -1	160 160 90	50 20 -1	60 0 0	
15	MP = 240	240 140 100 6087 2454 1598	-1 -1 -1	50 -1 -1	160 160 100	160 160 160	6087 2454 1598	-1 -1 -1	50 -1 -1	-1 -1 -1	-1 -1 -1	160 160 100	70 30 -1	0 0 0	
16	MP = 100	100 100 2507 1717 1131	-1 -1 -1	-1 -1 -1	-1 -1 -1	-1 -1 -1	2507 1717 1131	-1 -1 -1	-1 -1 -1	-1 -1 -1	-1 -1 -1	-1 -1 -1	160 110 -1	0 -1 -1	0 0 0