ZESZYTY NAUKOWE POLITECHNIKI ŚLĄSKIEJ 1983
Seria : AUTOMATYKA z.68 Nr kol.767

WOJCIECH INDYK
ELŻBIETA KANIA-KISIEL
ANDRZEJ POTOCKI
HENRYK SŁOTA
INSTYTUT INŻYNIERII I GOSPODARKI WODNEJ
POLITECHNIKI KRAKOWSKIEJ

# OPTYMALNE STEROWANIE ZBIORNIKIEM ENERGETYCZNYM

Streszczenie: Podstawowym celem sterowania zbiornikiem energetycznym jest maksymalizacja produkcji energii elektrycznej. Zagadnienie to zostało rozwiązane algorytmem sukcesywnego programowania dynamicznego. Przeprowadzono dyskusję sposobów podziału horyzontu optymalizacji oraz sposobów podejścia do prostych modeli prognostycznych dopływu do zbiornika.

## 1. Wstęp

Sterowanie energetycznym zbiornikiem wodnym jest problemem złożonym, ponieważ musi ono uwzględniać tak energetyczne cele zbiornika jak i ochronę przeciwpowodziową terenów leżących poniżej. Konfliktowość tych celów może doprowadzić do krańcowo różnych strategii sterowania. Najlepszą bowiem strategią z punktu widzenia efektów energetycznych jest utrzymywanie najwyższego poziomu wody w zbiorniku, podczas gdy względy ochrony przeciwpowodziowej wymagają utrzymywania najniższego wypełnienia zbiornika. Dotychczas konflikt ten rozwiązywany jest kompromisowo na etapie opracowywania instrukcji pracy zbiornika, w której podany jest dokładny przepis zachowania stałej rezerwy przeciwpowodziowej w ściśle określonych przedziałach czasu. Obecnie, planowanie pracy elektrowni i określanie wielkości zrzutu ze zbiornika odbywa się z wyprzedzeniem jednej doby. Wynika to z otrzymywania prognozy dopływu jedynie na okres najbliższych 24 godzin.

Optymalizacja efektów energetycznych zbiornika wymaga uwzględnienia dłuższego horyzontu planowania pracy elektrowni. Podstawą takiego planowania jest dysponowanie różnego typu prognozami dopływów do zbiornika na cały horyzont optymalizacji. Dyskusja różnych sposobów podziału horyzontu optymalizacji oraz związanych z tym różnych prognoz dopływu przeprowadzona będzie w punkcie 4.

Sterowanie optymalne związane jest ściśle z minimalizacją zrzutów jałowych /poza turbinami/. Tak więc, przy prognozowanych dużych dopływach do zbiornika następuje wcześniejsze odpowiednie jego opróżnienie przeciwdziałające tego rodzaju stratom. Wynika stąd, że optymalizacja efektów energetycznych znacznie zmniejsza konfliktowość wyżej opisanych celów. Jest to istotny dodatkowy argument przemawiający za opracowywaniem optymalnych strategii sterowania zbiornikiem energetycznym.

Nie rozwiązuje to jednak do końca problemów związanych z okresami powodzi, gdzie powinno się uwzględniać interesy ochrony przeciwpowodziowej całej zlewni a nie pojedynczego zbiornika. Stąd konieczność istnienia oddzielnych algorytmów sterowania zbiornikiem w warunkach powodziowych.

W niniejszej pracy ograniczono się jedynie do opracowania optymalnego sterowania zbiornikiem energetycznym w okresach poza powodziowych.

## 2. Sformułowanie problemu

Rozpatrywany obiekt, jakim jest szczytowa elektrownia wodna, posiada interwencyjny, a więc nieciągły w czasie charakter pracy. Zarówno dobowy sposób opracowywania prognoz dopływu do zbiornika jak i możliwość jedynie dobowego rozliczania efektów energetycznych zdeterminowała dyskretne w czasie podejście do problemu. Tak więc, różnicowe równanie stanu zbiornika wyraża się zależnością

$$v_i = \left(Q_i^{wej} - Q_i^{wyj}\right)\Delta t_i + v_{i-1} \qquad /1/$$

$$i=1,\ldots,i_z$$

ze znanym warunkiem początkowym $v_o$, gdzie

$v_{i-1}$ – stan zbiornika na początku i-tego przedziału czasowego $[m^3]$

$v_i$ – stan zbiornika na końcu i-tego przedziału czasowego $[m^3]$

$\Delta t_i$ – długość i-tego przedziału czasowego [s]

$Q_i^{wej}$ – średni dopływ do zbiornika w i-tym przedziale czasu $[m^3/s]$

$Q_i^{wyj}$ – średni odpływ ze zbiornika w i-tym przedziale czasu $[m^3/s]$

$i_z$ – ilość przedziałów czasowych wynikająca z przyjętego horyzontu optymalizacji i jego podziału.

Zadaniem optymalizacji jest opracowanie zasad sterowania zbiornikiem w celu uzyskania maksymalnie dużej produkcji energii w rozważanym przedziale czasowym. Jako kryterium oceny sterowań przyjęto więc sumaryczną ilość energii wyprodukowanej w rozważanym horyzoncie optymalizacji:

$$E = \sum_{i=1}^{i_z} P_i T_i \eta_i \qquad /2/$$

$P_i$ - moc uzyskiwana podczas pracy turbin w i-tym przedziale czasu [kW]

$T_i$ - czas pracy turbin w i-tym przedziale czasu [h/dobę]

$n_i$ - ilość dni w i-tym przedziale czasu

Problem optymalizacyjny można sprowadzić do poszukiwania trajektorii stanów wody w zbiorniku maksymalizującej kryterium i spełniającej warunki ograniczające. Poniższe ograniczenia wynikają z parametrów technicznych zbiornika, zapory i urządzeń energetycznych:

$h_{max}$ - maksymalny spad [m]

$Q^{wyj}_{min}$ - minimalny średni dobowy odpływ ze zbiornika [$m^3/s$]

$Q^{wyj}_{max}$ - maksymalny dopuszczalny odpływ ze zbiornika [$m^3/s$]

$h_{min}$ - najniższy poziom energetyczny [m]

$P_{max}$ - maksymalna moc zainstalowanych turbin [kW]

$Q^{tur}_{max}(h)$ - krzywa maksymalnego przełyku turbin jako funkcja spiętrzenia [$m^3/s$]

$v_{ogr}$ - ograniczenie pojemności zbiornika wynikające z rezerwy przeciwpowodziowej [$m^3$]

$Q^{ud}_{max}(h)$ - maksymalna przepustowość upustów dennych w funkcji spiętrzenia [$m^3/s$]

$Q^{prz}_{max}(h)$ - maksymalna przepustowość przelewów koronnych w funkcji spiętrzenia [$m^3/s$]

Szczegółowego omówienia wymaga sposób obliczania ilości energii elektrycznej wyprodukowanej w i-tym przedziale czasu;

a/ obliczana jest wartość średniego spiętrzenia wg wzoru

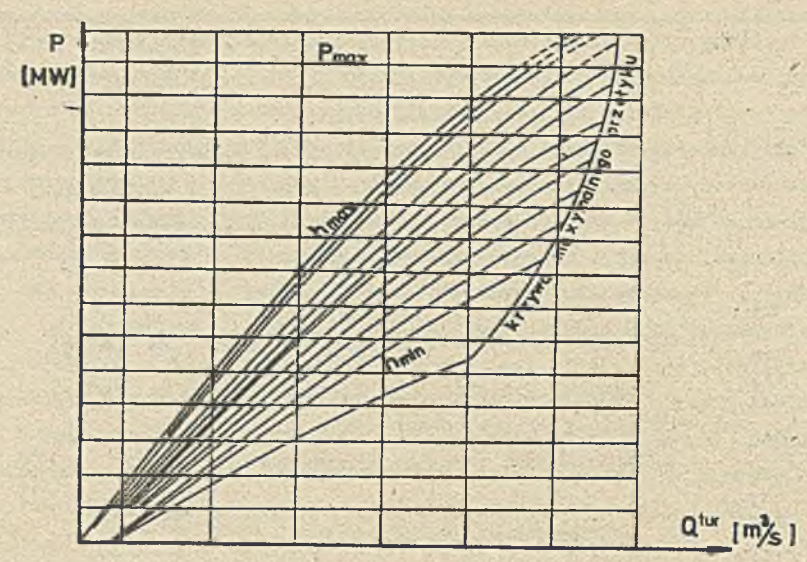
$$h_i^{śr} = \frac{h(v_{i-1}) + h(v_i)}{2} \quad ; \qquad /3/$$

funkcyjna zależność pomiędzy spiętrzeniem i pojemnością zbiornika $h=h(v)$ zależy od jego geometrii i jest empirycznie wyznaczana dla każdego ze zbiorników wodnych,

b/ dla danej elektrowni wodnej istnieje zależność mocy turbin od przełyku i spiętrzenia $P(Q^{tur},h)$; przeważnie zależność ta dana jest w postaci zbioru krzywych /rys. 1/; dla wyznaczonego spiętrzenia $h_i^{śr}$ możliwy jest wybór dowolnego punktu z danej krzywej; wymóg uzyskania maksymalnej chwilowej mocy określa w sposób jednoznaczny punkt pracy turbin

$$P_i = \max\left\{P_{max}, P\left(Q^{tur}_{max}, h^{śr}_i\right)\right\} \qquad /4/$$

równocześnie określony zostaje przełyk turbin $Q^{tur}_i$ w rozpatrywanym przedziale czasu.




Rys. 1. Zależność między mocą i przełykiem turbin dla różnych spadów.

c/ sumę przecieków przez zaporę oraz sezonowy przepływ przez przepławkę oznaczono $Q_i^{jał}$,

d/ czas $T_i$ wyraża się wzorem

$$T_i = \frac{24\left(Q_i^{wyj} - Q_i^{jał}\right)}{Q_i^{tur}}, \qquad /5/$$

który wynika z wielkości średniego dobowego odpływu ze zbiornika; jeżeli $T_i$ obliczone ze wzoru /5/ jest większe od 24 godz., to

$$T_i = 24 \ [h] \qquad /6/$$

$$Q_i^{jał} = Q_i^{wyj} - Q_i^{tur} \qquad /7/$$

nowa wartość $Q_i^{jał}$ wynika z powiększenia przecieków i przepławki o rzeczywisty zrzut jałowy upustami dennymi i przelewami.

## 3. Algorytm optymalizacyjny

Ze względu na przyjętą dyskretyzację horyzontu obliczeniowego oraz obecność dość dużej liczby ograniczeń, dotyczących tak stanu zbiornika jak i innych wielkości fizycznych występujących w modelu, zdecydowano się na wybór algorytmu dyskretnego programowania dynamicznego jako najlepszej metody rozwiązania wcześniej sformułowanego problemu. Programowanie dynamiczne wymaga określenia pożądanego punktu końcowego trajektorii optymal-

nej. Sposób wyznaczania punktu końcowego, zależny od przyjętej struktury podziału horyzontu optymalizacji, zostanie omówiony w punkcie 4.

Dyskretne podejście do problemu pociąga za sobą konieczność podziału stanu objętości zbiornika. Jako minimalną docelową wielkość kroku dyskretyzacji stanu przyjęto

$$v = 86400 \cdot \Delta Q \quad [m^3] \qquad /8/$$

gdzie $\Delta Q$ - najmniejsza, istotna z punktu widzenia pomiarów i możliwości fizycznych obiektu, różnica w dopływie lub odpływie $[m^3/s]$.

Przyjęcie na początku obliczeń takiej dyskretyzacji stanu może powodować potrzebę posiadania komputera o dużej pamięci operacyjnej i znacznie wydłuża czas obliczeń. Dla uniknięcia tych trudności zdecydowano się na zastosowanie sukcesywnego programowania dynamicznego, opartego na poszukiwaniu rozwiązania optymalnego w otoczeniu wstępnie wyznaczonej trajektorii suboptymalnej. Wyznaczanie trajektorii suboptymalnej opiera się na założeniu, że z punktu widzenia energetyki najlepszym rozwiązaniem jest utrzymywanie jak najwyższego poziomu wody w zbiorniku przy minimalizacji zrzutu jałowego. Taka trajektoria nie uwzględnia przypadku, że zrzut jałowy może być lepszy niż przygotowanie zbiornika na duży prognozowany dopływ. Wstępny krok dyskretyzacji stanu powinien być dobrany w ten sposób, aby przy danych możliwościach pamięci maszyny cyfrowej uwzględnić cały zakres zmienności energetycznie użytecznej objętości zbiornika. Sukcesywne zastosowanie algorytmu programowania dynamicznego polega na zmniejszaniu kroku dyskretyzacji stanu aż do wielkości minimalnej określonej wzorem /8/, co kończy procedurę obliczeniową.

## 4. Dyskretyzacja horyzontu optymalizacji

Praca zbiornika energetycznego związana jest ściśle z dobową okresowością szczytów energetycznych występujących w sieci państwowej. Niezgodność prognozy z dopływem rzeczywistym oraz nierespektowanie przez Państwową Dyspozycję Mocy /PDM/ proponowanej, optymalnej ilości produkowanej energii może doprowadzić do osiągnięcia innego stanu zbiornika niż wynikałoby to z przeprowadzonej optymalizacji. Tak więc, celowym jest, aby wypracowanie nowych decyzji sterowania zbiornikiem, uwzględniających wszystkie wymienione wcześniej zmiany, odbywało się także co dobę /repetycja/.

Rozliczanie efektów pracy elektrowni wodnej w kalendarzowych przedziałach miesięcznych lub tygodniowych sugeruje w sposób naturalny podział horyzontu optymalizacji /rok, miesiąc, tydzień, doba/. W ten sposób stworzona struktura będzie w dalszym ciągu nazywana strukturą A. Na początku każdego miesiąca rozwiązywane jest zadanie optymalizacyjne z horyzontem

rocznym podzielonym na 12 miesięcy zgodnie z podziałem kalendarzowym. Mamy więc tutaj do czynienia z horyzontem "kroczącym", który zawsze uwzględnia pełne wyprzedzenie roczne. Jako warunek końcowy dla tego poziomu optymalizacji przyjęto maksymalne wypełnienie zbiornika, które wynika z utrzymania obowiązującej rezerwy przeciwpowodziowej. Optymalizacja ta wyznacza stan zbiornika na koniec bieżącego miesiąca. Stan ten jest obowiązującym warunkiem końcowym dla niższego poziomu optymalizacji, jakim jest sterowanie do końca bieżącego miesiąca z dyskretyzacją tygodniową. Przyjęto podział miesiąca na 4 tygodnie, przy czym czwarty "tydzień" ma 7,8,9 lub 10 dni w zależności od ilości dni w bieżącym miesiącu. Ten średni poziom optymalizacyjny włącza się zawsze na początku każdego tygodnia. Określa on warunek końcowy wypełnienia zbiornika na koniec bieżącego tygodnia dla najniższego poziomu optymalizacji. Poziomem tym jest włączająca się co dobę optymalizacja z horyzontem do końca bieżącego tygodnia i dyskretyzacją dobową. Dwa niższe poziomy optymalizacyjne charakteryzują się zmiennym horyzontem obliczeń w zależności od usytuowania bieżącego dnia /tygodnia/ w bieżącym tygodniu /miesiącu/. Należy zaznaczyć, że wymóg trafiania w punkt końcowy, wynikający z wyższego poziomu optymalizacji nie może być traktowany w sposób sztywny. Zaistnieć bowiem mogą przypadki, w których w miarę pojawiania się dokładniejszych prognoz na niższym poziomie optymalizacji, punkt końcowy staje się nieosiągalny ze względu na istniejące w modelu ograniczenia. W takich przypadkach poszukuje się sterowania optymalnego dla minimalnego odejścia od stanu końcowego.

Wprowadzenie trzech poziomów optymalizacyjnych może samo w sobie powodować obniżenie efektów energetycznych. Jest to związane z faktem, że niższe poziomy optymalizacyjne posiadają warunek końcowy opracowany na podstawie mniej dokładnych miesięcznych lub tygodniowych prognoz dopływu do zbiornika. Dlatego też, jeśli elektrownia nie jest rozliczana w ściśle określonych przedziałach tygodniowych lub miesięcznych, rezygnuje się z trzech poziomów optymalizacji wprowadzając jeden poziom, zawierający w sobie wszystkie dyskretyzacje jak w strukturze A.

W proponowanej strukturze B, ze względu na podział horyzontu optymalizacji musi się dysponować następującymi prognozami dopływu do zbiornika:

a/ pięciodniową prognozą dobowych dopływów,

b/ jeżeli szósty dzień nie jest dniem rozpoczynającym nowy tydzień, to wymagana jest prognoza sumarycznego dopływu, jaki jest spodziewany do końca tego tygodnia,

c/ prognozą sumarycznych dopływów na dwa następne tygodnie,

d/ jeżeli początek kolejnego tygodnia nie jest początkiem nowego miesiąca, to wymagana jest prognoza sumarycznego dopływu, jaki jest spodziewany

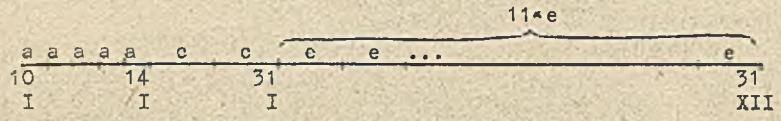
do końca tego miesiąca,

e/ prognozą sumarycznych miesięcznych dopływów do końca horyzontu optymalizacji.

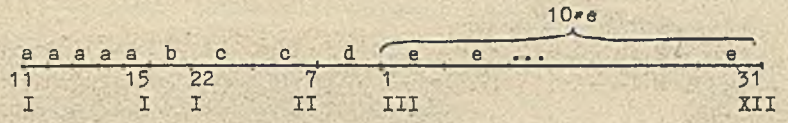
Za punkt końcowy czasu optymalizacji zostaje przyjęty koniec kalendarzowego miesiąca tak, aby pełny horyzont nie przekroczył jednego roku. Wybór pięciodniowej prognozy dobowych dopływów związany jest z istniejącą możliwością opracowywania takiej prognozy na zbiorniku.

Powyższy podział zostanie zilustrowany dwoma przykładami:

I. Podział horyzontu optymalizacji w dniu 10 stycznia:




II. Podział horyzontu optymalizacji w dniu 11 stycznia:




W przykładach tych pokazana jest także konieczność dysponowania odpowiednimi rodzajami prognoz według wcześniej zaproponowanego podziału.

W ramach tej struktury rozpatrywany był także alternatywny podział horyzontu optymalizacji na ściśle określone interwały, niezależnie od dnia przeprowadzania optymalizacji. W ten sposób wyeliminowałoby się potrzebę otrzymywania prognoz typu b i d. Jednakże związane jest to z koniecznością opracowywania tygodniowych i miesięcznych prognoz nie związanych z kalendarzowym podziałem roku.

## 5. Warianty prognozowania wielkości dopływów do zbiornika

O ile wypracowanie prognozy dopływu na krótki horyzont czasu /kilka godzin, doba/ w oparciu o zaistniałe i zaobserwowane w przeszłości zjawiska hydrometeorologiczne jest z reguły poprawne i nie obarczone dużym błędem to prognozowanie dopływu na dłuższy horyzont /tydzień, miesiąc, rok/ jest ogromnie trudne i jak dotychczas nie zostało rozwiązane.

Z przyjętego horyzontu optymalizacji i związanej z nim dyskretyzacji czasu wynikła konieczność posiadania prognozy miesięcznego, tygodniowego i dobowego dopływu do zbiornika. Dla celów symulacji pracy wybranego zbiornika energetycznego zaszła konieczność opracowania uproszczonych modeli prognostycznych. Jako prognozowane średnie miesięczne dopływy do zbiornika przyjęto wartości średnich miesięcznych obliczone na podstawie wartości średnich dobowych z wielolecia. Modele prognostyczne dopływów

tygodniowych i dobowych są modelami losowymi bazującymi na generatorze liczb pseudolosowych.

W modelu prognozy dopływów tygodniowych założono, że dopływy te są zmiennymi losowymi X o rozkładzie logarytmiczno-normalnym, traktowane jako proces Markowa z jednokrotnym uwarunkowaniem. Tak więc X=lnQ, gdzie funkcja ln jest funkcją normalizującą. Na podstawie wyznaczonych parametrów rozkładu generowane są ciągi średnich tygodniowych dopływów do zbiornika dla dowolnego horyzontu czasu według wzoru:

$$x_j = m_j + (x_{j-1} - m_{j-1})\frac{r_{j,j-1}D_j}{D_{j-1}} + \alpha D_j\sqrt{1 - r^2_{j,j-1}} \qquad /9/$$

gdzie

$j=1,\ldots,48$ , kolejny numer tygodnia w roku,

$m$ – wartość średnia z wielolecia,

$D$ – odchylenie standardowe,

$r$ – współczynnik korelacji,

$\alpha$ – czynnik losowy o rozkładzie normalnym $N(0,1)$.

Prognoza dobowych dopływów do zbiornika powinna być opracowywana na podstawie modelu przyczynowo-skutkowego, który uwzględniałby wszystkie zjawiska hydrometeorologiczne zachodzące w rozpatrywanej zlewni. Jeżeli dla danego zbiornika brak jest takiego modelu,to zachodzi konieczność opracowania prostego modelu losowego, który mógłby być wykorzystany tak przy symulacji pracy zbiornika jak i przy sterowaniu rzeczywistym na obiekcie.

Wariant I modelu prognozy dobowego dopływu do zbiornika zakłada brak jakichkolwiek danych hydrometeorologicznych. Jest to typowy model inercyjny, opierający się jedynie na wielkości zaobserwowanego dopływu do zbiornika w dniu poprzednim. Prognozowane dopływy losowane są z następujących przedziałów:

$$\left.\begin{aligned} 0.95Q_z \leqslant Q_1^p \leqslant 1.05Q_z \\ 0.90Q_z \leqslant Q_2^p \leqslant 1.10Q_z \\ \vdots \\ (1-0.05i)Q_z \leqslant Q_i^p \leqslant (1+0.05i)Q_z \end{aligned}\right\} \qquad /10/$$

gdzie

$Q_z$ – dopływ zaobserwowany w dniu poprzedzającym rozpoczęcie opracowywania prognoz,

$Q_i^p$ – prognozowany dopływ na i-ty dzień do przodu.

Należy zaznaczyć, że losowanie odbywa się według rozkładu równomiernego, tzn. każda wartość dopływu z proponowanego przedziału jest jednakowo

prawdopodobna. Rzeczą dyskusyjną pozostaje sposób przyjęcia "choinki" losowań. Przy powyższym założeniu, im jesteśmy dalej od dnia, dla którego opracowywana jest prognoza, tym większy jest przedział, z którego losujemy dopływy, a więc tym większy jest dopuszczalny ich rozrzut.

Wariant II modelu opiera się na znajomości rzeczywistych dopływów w całym okresie, dla którego przeprowadzana jest symulacja. Dopływy prognozowane losowane są w otoczeniu dopływów rzeczywistych wg następującej zasady:

$$\left.\begin{aligned} 0.95Q_1 \leqslant Q_1^p \leqslant 1.05Q_1 \\ 0.90Q_2 \leqslant Q_2^p \leqslant 1.10Q_2 \\ \vdots \\ (1-0.05i)Q_i \leqslant Q_i^p \leqslant (1+0.05i)Q_i \end{aligned}\right\} \qquad /11/$$

gdzie $Q_i$ – rzeczywisty dopływ w i-tym dniu.

Przy zastosowaniu tego wariantu do sterowania bieżącego rolę $Q_i$ we wzorze /11/ może pełnić jakakolwiek prognoza opracowana na podstawie dowolnego modelu.

## 6. Przykład

Przeprowadzono pełną symulację rocznej pracy zbiornika i elektrowni Rożnów na Dunajcu dla obydwu opisanych poprzednio wariantów prognozowania dopływu I i II przy założeniu struktury A. Oparto się na rzeczywistych dobowych dopływach do zbiornika zaobserwowanych w roku 1980. Najważniejszymi wielkościami uzyskanymi z symulacji są ilości wyprodukowanej energii elektrycznej, które zostały przyjęte jako wskaźnik oceny pracy elektrowni.

Analiza struktury repetycyjnej powinna uwzględniać porównanie efektów osiągniętych na drodze symulacji z efektami rzeczywistymi i potencjalnie optymalnymi. Konieczność ta pociąga za sobą wymóg posiadania pewnych wielkości, które mogą być przyjęte za punkt odniesienia dla tych porównań.

Przez efekty rzeczywiste rozumie się otrzymaną z pomiarów ilość energii wyprodukowaną w danym okresie czasu przez elektrownię. Efektami potencjalnie optymalnymi nazwano ilości energii obliczone na podstawie modelu, przy użyciu programowania dynamicznego z horyzontem rocznym i dyskretyzacją dobową oraz przy założeniu 100% zgodności dopływu rzeczywistego z prognozowanym. Tak więc, przy porównaniu uwzględniono następujące wielkości:

$E_1$ – rzeczywista ilość energii uzyskana przez elektrownię,

$E_2$ – pseudorzeczywista ilość energii obliczona wg modelu po rzeczywistej trajektorii stanów zbiornika /trajektoria rzeczywista przekracza kilkakrotnie ograniczenie $v_{ogr}$/,

$E_3$ – pseudorzeczywista ilość energii obliczona wg modelu po rzeczywistej trajektorii stanów zbiornika przy nieprzekraczaniu $v_{ogr}$,

$E_4$ – potencjalnie optymalna ilość energii obliczona przy sterowaniu optymalnym, przy sztywnym uwzględnieniu ograniczenia $v_{ogr}$,

$E_5$ – potencjalnie optymalna ilość energii obliczona przy sterowaniu optymalnym, przyjmując, że w każdej chwili t nowym ograniczeniem jest $\max(v_{ogr}, v^{rzecz})$, gdzie $v^{rzecz}$ – pojemność osiągnięta w wyniku sterowania rzeczywistego.

W tabeli 1 zestawiono ilości energii wyprodukowane w poszczególnych miesiącach tak przy rzeczywistej pracy zbiornika jak i dla wszystkich przeprowadzonych symulacji.

Tabela 1

Miesięczne zestawienie wyprodukowanej energii elektrycznej /w tys. kWh/

| Miesiąc | Rodzaje energii | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | $E_1$ | $E_2$ | $E_3$ | $E_4$ | $E_5$ | wg AI | wg AII |
| I | 7384 | 7715 | 7334 | 2711 | 2711 | 3249 | 2877 |
| II | 2567 | 2911 | 2568 | 4079 | 4079 | 3923 | 4049 |
| III | 5868 | 6116 | 5749 | 7905 | 7905 | 7563 | 7277 |
| IV | 15352 | 15653 | 15118 | 18539 | 18460 | 17806 | 17420 |
| V | 15998 | 16374 | 15539 | 14803 | 15019 | 14317 | 14563 |
| VI | 17332 | 17419 | 16324 | 17140 | 17658 | 17086 | 16617 |
| VII | 19669 | 20827 | 20439 | 22553 | 23285 | 17352 | 21377 |
| VIII | 19382 | 20413 | 18112 | 19517 | 21649 | 15508 | 17525 |
| IX | 9464 | 9892 | 9301 | 7814 | 7898 | 7720 | 7773 |
| X | 24425 | 24758 | 24480 | 32673 | 32680 | 18923 | 27131 |
| XI | 13523 | 13761 | 13381 | 12800 | 12800 | 13202 | 13118 |
| XII | 9598 | 9607 | 9241 | 13774 | 13774 | 9788 | 9916 |

Tabela 2

Roczna produkcja energii elektrycznej /w tys. kWh/

| i | Rodzaje energii | ilość | $\frac{E_i}{E_3}$ 100% | $\frac{E_i}{E_4}$ 100% |
|---|---|---|---|---|
| 1 | $E_1$ | 160563 | 102 | 92 |
| 2 | $E_2$ | 165447 | 105 | 95 |
| 3 | $E_3$ | 157585 | 100 | 90 |
| 4 | $E_4$ | 174308 | 111 | 100 |
| 5 | $E_5$ | 177830 | 113 | 102 |
| 6 | wg AI | 146437 | 93 | 84 |
| 7 | wg AII | 159643 | 101 | 92 |

W tabeli 2 zestawiono sumaryczną, roczną produkcję energii elektrycznej dla wyszczególnionych wcześniej symulacji. Jako wielkości porównawcze przyjęto energie $E_3$ i $E_4$, psuedorzeczywistą i potencjalnie optymalną ilość energii, obliczone z modelu przy sztywnym przestrzeganiu ograniczeń. Należy podkreślić, że przy obliczaniu wielkości porównawczych kierowano się wymogiem utrzymania takiego stanu końcowego zbiornika, jaki miał rzeczywiście miejsce w roku 1980. Podczas przeprowadzania symulacji wg struktury A uzyskano końcowe wypełnienie zbiornika bliskie górnemu ograniczeniu trajektorii stanu /wyższe niż przy sterowaniu rzeczywistym/. Jest to związane z mniejszą ilością wyprodukowanej energii w tym roku lecz pozwala nam wejść z większą energią potencjalną w następny rok.

Szczegółowa analiza wszystkich symulacji jest dostępna w pracy [6].

## 7. Podsumowanie

W obydwu zaproponowanych strukturach A i B zdecydowano się na kroczący 12 miesięczny horyzont optymalizacji. Sprawą dyskusyjną pozostaje długość tego horyzontu. Z przeprowadzonych symulacji wynika wniosek, że przy tak obranym horyzoncie wpływ warunku końcowego na sterowanie w bieżącym miesiącu jest minimalny. Wydaje się, że skrócenie tego horyzontu nie miałoby wpływu na bieżące decyzje sterujące a wielokrotnie zmniejszyłoby zarówno czas obliczeń jak i potrzebną pamięć operacyjną komputera. Racjonalny dobór długości horyzontu powinien być oparty na analizie zmienności miesięcznych dopływów do danego zbiornika.

Naturalny, stochastyczny charakter zjawisk hydrologicznych, związanych z wielkością dopływu do zbiornika pociąga za sobą konieczność opracowywania stochastycznych decyzji sterujących. Oczywiście, tego typu podejście będzie możliwe po stworzeniu dobrych, stochastycznych modeli prognostycznych, które powinny określać rozkład prawdopodobieństwa dopływu do zbiornika. W takim przypadku celem optymalizacji powinna być maksymalizacja wartości oczekiwanej sumy wyprodukowanej energii. Takie podejście do problemu doprowadza do jednego rozwiązania i eliminuje udział decydenta w kierowaniu pracą elektrowni. Jednakże, celowym wydaje się aby decydent posiadał możliwość wyboru najwłaściwszego sterowania spośród sterowań optymalnych obliczonych dla różnych sekwencji dopływów do zbiornika. W ten sposób podejmuje on ostateczną decyzję o planowanej wielkości produkcji energii elektrycznej w danym dniu, uwzględniając dodatkowo własne doświadczenie i wymagania Państwowej Dyspozycji Mocy.

## 8. Literatura

[1] Findeisen W., Szymanowski J., Wierzbicki A. - "Teoria i metody obliczeniowe optymalizacji" PWN, Warszawa 1977.

[2] Lambor J. - "Gospodarka wodna na zbiornikach retencyjnych" Arkady, Warszawa 1962.

[3] Łaski A. - "Elektrownie wodne, rozwiązania i dobór parametrów" WNT. Warszawa 1971.

[4] Seidler J., Badach A., Malicz W. - "Metody rozwiązywania zadań optymalizacji" WNT, Warszawa 1980.

[5] Słota H. i zespół - "Opracowanie bądź uaktualnienie zasad i algorytmów sterowania zespołem zbiorników Rożnów-Czchów na Dunajcu przy uwzględnieniu zespołu zbiornikowego Czorsztyn-Sromowce" PR-7.08.03.03, Instytut Inżynierii i Gospodarki Wodnej PK, Kraków 1981.

[6] Słota H. i zespół - "Opracowanie zasad i algorytmów sterowania zbiornikami wodnymi w dorzeczu Raby i Dunajca" PR-7.05.08.01, Instytut Inżynierii i Gospodarki Wodnej PK, Kraków 1982.

## OPTIMAL CONTROL OF WATER POWER PLANT RESERVOIR

The basic aim of this control is the maximization of total energy produced. As to solve the optimization problem the dynamic programming algorithm was chosen. The different cases of division of optimization horizon and some approaches to inflow forecasts was discussed.

## ОПТИМАЛЬНОЕ УПРАВЛЕНИЕ ВОДНЫМ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИМ РЕЗЕРВУАРОМ

Главной целью управления энергетическим резервуаром является максимализация производства электрической энергии. Эта проблема решилась алгоритмом динамического програмирования. Рассуждались различные способы деления горизонта оптималиэации и разные подходы к простым моделям прогнозирования притока в резервуар.