# 1

# Wprowadzenie

W wyniku powstałego w 1973 r. kryzysu energetycznego w większości krajów rozwiniętych podjęto działania, których głównym celem - między innymi - było tworzenie nowych źródeł energii elektrycznej nie opartych na paliwach (w tym przede wszystkim płynnych), lecz wykorzystujących energie odnawialne. Wśród tych poszukiwanych nowych źródeł na czoło wysunęła się energetyka wodna. Dlatego też olbrzymie zainteresowanie wzbudziły małe elektrownie i siłownie wodne unieruchomione w poprzednich latach. Wobec bardzo niskich cen ropy naftowej i gazu nie wytrzymywały one konkurencji z elektrowniami wykorzystującymi te paliwa. Zainteresowano się możliwością wykorzystania energetycznego istniejących budowli piętrzących wodę do różnych celów wodnogospodarczych. I tak zaczął się na świecie bardzo intensywny rozwój budownictwa małych elektrowni wodnych, do których zaliczono elektrownie wodne o mocach zainstalowanych na ogół do ok. 5 MW, a w niektórych krajach do 10 MW.

Podstawą prawną do rozwoju małych elektrowni wodnych (przyjęty skrót MEW) w Polsce było podjęcie w dniu 7 września 1981 r. przez Radę Ministrów uchwały Nr 192 w sprawie rozwoju małej energetyki wodnej. Uchwala ta dopuściła do realizacji i użytkowania MEW o mocy do 5000 kW podmioty gospodarcze spoza energetyki zawodowej, a więc także osoby fizyczne.

Należy zaznaczyć, że małe elektrownie wodne w samej swej istocie, **ze** względu na konieczność uzyskania odpowiedniej efektywności, różnią się od średnich i wielkich elektrowni wodnych. Poza tym w pierwszym okresie rozwoju budownictwa MEW, będą one przede wszystkim oparte na budowlach i urządzeniach, jakie zachowały się po nieczynnych siłowniach wodnych i małych elektrowniach wodnych. O ile większe elektrownie wodne zostały opisane w podręcznikach i licznych artykułach w prasie technicznej, o tyle tematyce MEW nie poświęcono, jak dotychczas, ani jednego opracowania podręcznikowego -i tę lukę naszego piśmiennictwa technicznego ma wypełnić niniejsza książka.

Autorzy zdają sobie sprawę z tego, że nie wyczerpali tematu. Różnorodność bowiem istniejących obiektów lub tylko budowli piętrzących, które będzie można wykorzystać jest tak olbrzymia, że trudno dla wszystkich zamieścić odpowiednie rady i wskazówki w jednej książce o niewielkiej objętości.

Niniejszy poradnik ma dać podstawowe informacje o MEW, tak w zakresie rozwiązań i sposobów ich realizacji, jak szeroko pojętej eksploatacji.

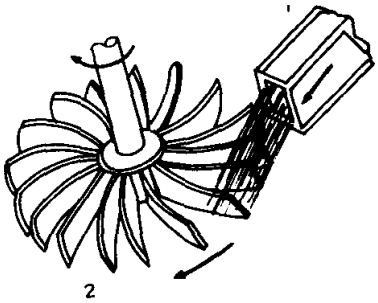
Autorzy mają nadzieję, że ten pierwszy w Polsce poradnik zostanie przyjęty życzliwie przez Czytelników. Jednocześnie oczekują na uwagi i życzenia, które zostaną uwzględnione w następnym wydaniu tej pracy.

# 2

# Rys historyczny wykorzystania sił wodnych na świecie i w Polsce

Pierwszą maszyną napędową, która zastąpiła siłę mięśni ludzkich a następnie zwierząt było koło wodne. Na początku koło służyło do czerpania wody oraz do mielenia zbóż. Wiadomym jest, że pierwsze koła wodne o wale poziomym istniały już w I wieku p.n.e. na terenach państwa rzymskiego, a opisał je nadworny architekt cesarza Oktawiana Augusta - Marcus Witruwiusz (Vitruvius) Pollio w swym dziele *Architektura* z lat 25-23 p.n.e. Opisany przez niego młyn z kołem wodnym o osi poziomej jest już wyposażony w przekładnię zębatą, poprzez którą napędzano młyński kamień bieżnikowy osadzony na drugim wale pionowym. Ten typ młynów nazywa się w literaturze światowej *młynem rzymskim* lub *młynem Witruwiusza.* Najprawdopodobniej jeszcze wcześniej istniały młyny z kołami wodnymi osadzonymi na wale pionowym razem z kamieniem bieżnikowym. Te bardzo proste rozwiązania miały wirnik obracający się w płaszczyźnie poziomej, do którego doprowadzano wodę rurą o znacznym nachyleniu. Wirniki te były kołami wodnymi typu natryskowego. Woda uderzała w zamocowane na ich obwodzie liczne półczarki lub ukośne deseczki (rys. 2.1).

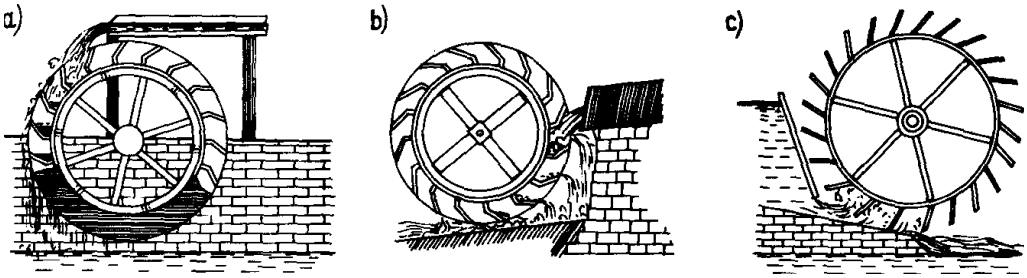
Ten typ młynów jest nazywany w literaturze zajmującej się historią młynarstwa i wykorzystania sił wodnych *młynami tureckimi* (lub *greckimi)* albo *młynami turbinowymi.* Najprawdopodobniej powstały one na terenach Małej Azji, a w Anatolii są jeszcze do dzisiaj bardzo powszechne. W Polsce natomiast nie napotkano na tego typu silniki wodne.



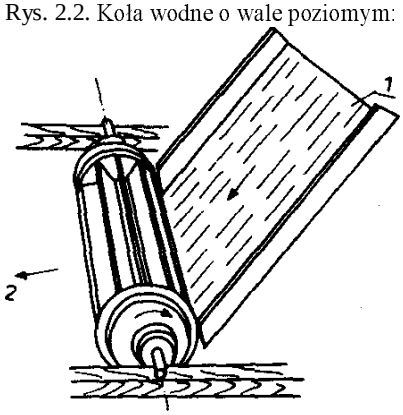

## Rys. 2.1. Natryskowe koło wodne (młyn turecki). 1 - rura doprowadzająca wodę, 2 – łopatki

Wracając do kół wodnych o osi poziomej, należy stwierdzić, że ich rozpowszechnianie się na cały świat oraz stałe ulepszanie dało początek (razem z siłowniami wiatrowymi, czyli wiatrakami) tzw. pierwszej rewolucji przemysłowej. Rozróżnia się na ogół 3 typy kół wodnych, mianowicie: nasiębierne, śródsiębierne i podsiębierne (rys. 2.2). Na Podhalu można jeszcze spotkać inny typ koła wodnego, zwanego *Wołoską.* Koło to (rys. 2.3), wraz z całą gamą innych urządzeń

wodnoenergetycznych Podhala, opisał Henryk Jost w swej książce pt „Ludowe urządzenia energetyczne i mechaniczne o napędzie wodnym na Podhalu" [2.1].




Rys. 2.2. Koła wodne o wale poziomym: a) nasiębierne, b) śródsiębierne, c) podsiębierne




Rys. 2.3. Koło wodne „Wałaska". *1* - rynna doprowadzająca wodę, 2 - odprowadzenie wody

Specjalną odmianą koła wodnego podsiębiernego były młyny wodne; koło wodne było zainstalowane między dwiema połączonymi ze sobą i zakotwiczonymi łodziami a w ruch wprawiał je prąd wodny w rzece.

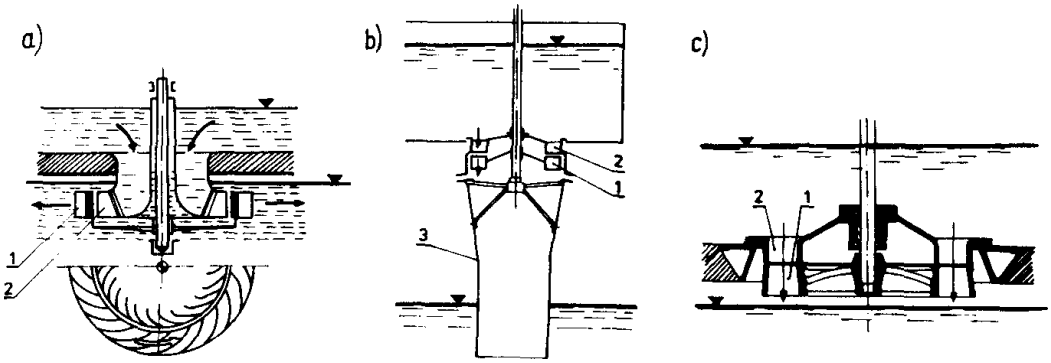
Koła wodne napędzały najróżniejsze urządzenia w zakładach przetwórczych (np. młyny zbożowe i prochowe, folusze) oraz w tartakach i kuźniach zwanych też młotowniami. Pod koniec średniowiecza koła wodne stały się najważniejszym źródłem mocy mechanicznej, osiągając moce rzędu kilkudziesięciu kilowatów. Przyczyniły się w znacznej mierze do uprzemysłowienia Europy Zachodniej, tym samym do wzrostu jej znaczenia gospodarczego [2.2].

Dalszy rozwój silników wodnych jest już ściśle związany z turbinami wodnymi. Podstawą ich rozwoju były prace teoretyczne D. Bernoulliego (1730 r.) i L. Eulera, który po raz pierwszy zastosował aparat kierowniczy, oraz doświadczenia J. Segnera (młynek Segnera z 1750 r.) jak i prof. Bourdina (1824 r.), który tym silnikom nadał nazwę turbina. Pierwszym rozwiązaniem turbiny wodnej, które znalazło praktyczne zastosowanie w przemyśle była *turbina B. Fourneyrona* (1827 r.) z promieniowym przepływem wody. Problemem spornym jest powstanie *turbiny Girarda,* która jest typową turbiną o przepływie osiowym. Według krajowych badań [2.3] jej wynalazcą jest Filip Girard (założyciel zakładów Iniarskich w Żyrardowie), który w latach 1826-1844 przebywał w Polsce a w 1828 r. opracował i zainstalował dwie turbiny wodne wg swego pomysłu w dobrach gen. Ludwika Paca w Dawspudzie. Turbiny te stanowiły napęd wielkich młocarni. Historycy francuscy twierdzą natomiast, że ten typ turbiny wynalazł Louiz-Dominique Girard w 1853 r.

Kolejne rozwiązanie osiowej turbiny wodnej opracował Hens-chel w 1841 r. Często nazywa się ją *turbiną Jonuala.* Henschel w swej konstrukcji zastosował po raz pierwszy stożkową rurę ssawną, zwaną początkowo osiowym dyfusorem. Wymienione typy pierwszych turbin wodnych przedstawiono na rys. 2.4. Turbiny obecnie stosowane omówiono w rozdz. 8.

Wielki przełom w rozwoju reakcyjnych turbin wodnych datuje się od 1849 r., w którym Amerykanin *James Bicseno Francis* wynalazł nowy typ turbiny o przepływie osiowo-promieniowym. Pierwsze turbiny Francisa miały nieruchome łopatki kierownicze, a dopiero w 1859 r. Fink opracował aparat kierowniczy z przestawialnymi łopatkami kierowniczymi, umożliwiającymi uzyskanie regulacji oddawanej mocy oraz

wysokich sprawności przy szerokim zakresie obciążeń. Ten typ turbiny jest do dnia dzisiejszego powszechnie stosowanym dla średnich spadów.




Rys. 2.4. Rozwiązania pierwszych turbin wodnych: a) turbina Foumeyrona 1827 r., b) turbina' Girarda 1828 r., c) turbina Henschel-Jonval 1841-1843 r. *l* - wirnik, 2 - kierownica, *3* – dyfazor

W roku 1884 Amerykanin *tester Allen Pelton* wynalazł turbinę akcyjną stosowaną dla wysokich spadów wody, na ogół powyżej 300 m i dlatego u nas jest bardzo rzadko stosowana.

Olbrzymim postępem w budownictwie turbin wodnych był wynalazek (1918 r.) prof. *Wiktora Kaplana,* który opracował wirnik typu śmigłowego z przestawialnymi łopatkami wirnika, współpracujący z regulowanym aparatem kierowniczym. Rozwiązanie to, dzięki podwójnej regulacji, charakteryzuje się bardzo wysokimi sprawnościami w zakresie obciążenia 20 do 100% oraz odpowiednio dużymi przełykami szczególnie przy niezbyt wysokich spadach. Ten typ wirników - które są stosowane w najróżniejszych układach doprowadzenia wody do wirnika jak i położenia wału - są obecnie najbardziej rozpowszechnionym typem turbin dla niskich spadów i to zarówno dla małych, jak i wielkich turbozespołów. Pewną modyfikacją tych turbin jest turbina typu *Deriaza* z wirnikiem o rozwiązaniu diagonalnym (łopatki wirnika są ustawione ukośnie w stosunku do osi wału turbiny).

Do olbrzymiego rozwoju turbin wodnych na całym świecie przyczyniło się w końcu ubiegłego stulecia ich sprzężenie z generatorami elektrycznymi, a następnie - dzięki transformacji na wysokie i bardzo wysokie napięcie - powstała możliwość przesyłania energii elektrycznej na znaczne odległości. Obecnie największą na świecie jest elektrownia ITAIPU na granicznej rzece Parana między Brazylią i Paragwajem o całkowitej mocy 12 800 MW.

W okresie międzywojennym na terenie Polski w jej ówczesnych granicach znajdowało się około 6500 zakładów mających napęd za pomocą silników wodnych. Największą elektrownią wodną w Polsce w 1939 r. była *elektrownia Żur* na rzece Wdzie, uruchomiona w grudniu 1929 r. po 16 miesięcznym okresie budowy, z dwiema turbinami Kaplana - każdą o mocy 4,5 MW. W końcowym etapie budowy znajdowała się elektrownia wodna przy wielozadaniowym zbiorniku w Rożnowie na Dunajcu o mocy 50,0 MW, którą oddano do ruchu w 1942 r.

W okresie po n wojnie światowej energetyka zawodowa przejęła liczne elektrownie wodne znajdujące się na terenach odzyskanych, wśród których największą była elektrownia szczytowa z członem pompowym w Dychowie na rzece Bóbr. Elektrownia ta miała trzy turbozespoły pionowe z turbinami Kaplana - każdy o mocy 27 MW oraz dwie pompy akumulacyjne - każda o mocy 5,2 MW. Urządzenia powyższe zostały zdemontowane w 1945 r. przez armię ZSRR jako reparacje wojenne. Ponowne uruchomienie - w oparciu o turbozespoły zakupione w ZSRR - nastąpiło w 1951 r. Kolejną elektrownią wodną uruchomioną po II wojnie światowej była elektrownia Porąbka na Sole, którą dobudowano do zapory betonowej zbiornika wielozadaniowego oddanego do eksploatacji w 1936 r. Moc tej elektrowni wynosi 2x6,0+0,5 MW. W roku 1955 nastąpiło uruchomienie

elektrowni w Czchowie o mocy 4,0+4,4 MW z turbinami Kapłana. Zbiornik w Czchowie wyrównuje przepływy szczytowej elektrowni Rożnów. Elektrownia Myczkowce na Sanie - której budowa rozpoczęta była w okresie międzywojennym - została przekazana do eksploatacji w 1961 r. Z większych elektrowni wodnych zbudowanych w okresie powojennym należy wymienić Koronowe na Brdzie 26 MW (1960/61 r.), Dębe na Narwi 20 MW (1963 r.), Tresna na Sole 21 MW (1967 r.). Wielkim osiągnięciem polskiej hydroenergetyki było zbudowanie największej w kraju zapory betonowej na Sanie w Solinie (objętość betonów 760000 $m^3$), która utworzyła wielki zbiornik retencyjny o pojemności 474 min $m^3$, a przy nim elektrownię szczytową z członem pompowym. Zainstalowano w tej elektrowni 2 turbozespoły pionowe z turbinami Francisa - każdy o mocy 48 MW i 2 turbozespoły z turbozespołami odwracalnymi Francisa - każdy o mocy 22,5 MW. Były to pierwsze w Polsce (a zarazem w całej Europie Wschodniej) turbozespoły odwracalne. W 1970 r. uruchomiono *pierwszą klasyczną elektrownię pompową w Żydowie* wyposażoną w 2 turbozespoły odwacalne o mocy po 50 MW i jeden turbozespół klasyczny o mocy 52 MW. W dniu Święta Energetyka w 1973 r. nadano tej elektrowni imię wybitnego polskiego energetyka prof. Alfonsa Hoffmanna. Także w 1970 r. przekazano do eksploatacji pierwszą dużą elektrownię wodną na dolnej Wiśle we Włocławku z 6 turbozespołami wyposażonymi w turbiny Kapłana o sumarycznej mocy 162 MW. Kolejnym osiągnięciem było uruchomienie elektrowni pompowej w Porąbce-Żar z czterema turbozespołami odwracalnymi, każdy o mocy 125 MW w pracy turbinowej. Jest to pierwsza w kraju elektrownia wykonana w całości w rozwiązaniu podziemnym. Jej przekazanie do eksploatacji nastąpiło w 1979 r. *Ostatnią wielką elektrownią* woJn^Jaką zbudowano w Polsce po wojnie, *jest elektrownia pompowa Żarnowiec* - ma cztery turbozespoły odwracalne o łącznej mocy 680 MW i jest największą elektrownią pompową w Polsce. Niestety, rozpoczęta budowa kolejnej elektrowni pompowej w Młotach (3 x 250 MW) została wstrzymana na skutek recesji gospodarczej naszego kraju.

Na zakończenie tego krótkiego przeglądu rozwoju hydroenergetyki w Polsce należy jeszcze wspomnieć o bardzo smutnym zjawisku, jakie panowało przez wiele lat w naszej gospodarce, a mianowicie tak zwanej gigantomanii socjalistycznej. Dzięki niej zostało - w ramach energetyki zawodowej - unieruchomionych 19 małych elektrowni wodnych oraz dodatkowo - poza energetyką zawodową - 6330 zakładów napędzanych w 1954 r. silnikami wodnymi Z tej wielkiej liczby zakładów można będzie uratować od całkowitej zagłady najwyżej ok. 650 obiektów, tzn. odbudować je jako małe elektrownie wodne.

**Literatura do rozdziału 2**

2.1. Jost H.: *ludowe wsadzenia energetyczne i mechaniczne o napędzie wodnym na Podhalu.* Monografie z dziejów nauki i techniki. T. CXIX. Zakład Narodowy im. Ossolińskich. Wyd. PAN 1978.

12. Kopecki K.: *Człowiek w Świecie energii.* Warszawa, Książka i Wiedza 1976. 2.3. Hoffinann M.: *Turbina wodna Girarda powstała w Polsce.* Przegląd Elektrotechniczny. **1985.** Nr 4.

# 3

# Możliwości i celowość budowy małych elektrowni wodnych (MEW)

Bardzo intensywny rozwój budownictwa MEW w większości krajów rozwiniętych datuje się od połowy lat siedemdziesiątych. W wielu krajach daleko idącą pomoc inwestorom tych obiektów udzieliły ich rządy w postaci częściowo bezzwrotnych kredytów (np. Szwecja i RFN) lub też w postaci ulg podatkowych względnie preferencyjnych taryf **za** energię elektryczną wyprodukowaną w małych elektrowniach wodnych.

Pod koniec lat siedemdziesiątych ówczesne Ministerstwo Energetyki i Energii Atomowej przystąpiło do stworzenia odpowiednich warunków, umożliwiających powszechną budowę MEW w Polsce i to przez wszystkie podmioty gospodarcze spoza energetyki zawodowej. Jako górną granicę mocy zainstalowanej tych elektrowni przyjęto 5000 kW.

Ostatecznie podjęta została przez Radę Ministrów Uchwała Nr 192 z dnia 7 września 1981 r. w sprawie rozwoju małej energetyki wodnej, ogłoszona w Monitorze Polskim Nr 24 z dnia 25 września 1981 r. Na jej podstawie przeprowadzono inwentaryzację istniejących stopni piętrzących wodę oraz siłowni i małych elektrowni wodnych. Korzystając z tej inwentaryzacji. Biuro Studiów i Projektów Energetycznych *Energoprojekt* w Warszawie wykonało analizę możliwości wykorzystania tych obiektów w celu zrealizowania nowych MEW. Jednocześnie Energoprojekt przeprowadził analizę możliwości budowy MEW przy piętrzeniach wodnych, planowanych na terenie całego kraju na potrzeby rolnictwa oraz w celu zaopatrzenia w wodę miast, osiedli oraz zakładów przemysłowych. W wyniku pierwszej analizy okazało się, że przy wykorzystaniu istniejących budowli piętrzących oraz siłowni wodnych wymagających większych lub mniejszych remontów i prac adaptacyjnych - będzie można uruchomić łącznie ok. 650 MEW o łącznej mocy ok. 80 **MW** i produkcji rocznej rzędu 400 GW-h.

Warto w tym miejscu przytoczyć dane z przeprowadzonej w 1954 r. inwentaryzacji obiektów napędzanych siłą wodną. Otóż czynnych takich zakładów na terenie całego kraju było 6330, a nieczynnych 800. Z zestawienia tych cyfr wynika jasno w jakim olbrzymim stopniu dokonano w ciągu tych 35 lat dewastacji majątku narodowego w tej jednej branży.

Natomiast przy planowanych do realizacji piętrzeniach wody do celów rolniczych i wodnogospodarczych istnieje możliwość wybudowania ok. 400 MEW o łącznej mocy 120 MW i rocznej produkcji ok. 600 GW-h.

Powyższe zestawienia zostały wykonane wg podziału na województwa i objęły obiekty mające spady od 1,50 m wzwyż do ok 100 m, natomiast ich przełyki instalowane mogą mieć zakres od 0,1 m3/s do 100 m3/s. Każdy Urząd Wojewódzki otrzymał, w postaci tablic, zestawienia MEW, jakie będzie można zrealizować na jego terenie wraz z mapą ich lokalizacji - i to osobno przy istniejących piętrzeniach i osobno przy piętrzeniach planowanych.

Tak więc na terenie Polski będzie można zbudować ok. 1000 nowych MEW, które dadzą produkcję roczną rzędu jednego miliarda kW-h. Jest to równoznaczne z możliwością zaoszczędzenia ok. 650000 ton węgla kamiennego w jednym tylko roku.

W okresie minionych ośmiu lat, licząc od daty ukazania się cytowanej wyżej uchwały, uruchomiono ok. 100 **MEW,** co nie jest wielkością zadowalającą.

Nim przejdziemy do omówiona uwarunkowań rozwoju MEW w Polsce należy wyraźnie określić korzyści, jakie wraz z powstaniem każdej nowej elektrowni wodnej zyskuje szeroko pojęta gospodarka narodowa. Uruchamiając nową MEW przy istniejących, lecz nieczynnych piętrzących budowlach wodnych powoduje się restytuowanie danego piętrzenia, odtwarzając obiekty z grupy tzw. *mikroretencji* tak bardzo potrzebnej przede wszystkim rolnictwu. Przyczynią się one do poprawy warunków wilgotnościowych na przyległych terenach. Powstałe zbiorniki wodne będą służyć ogólnej gospodarce wodnej, która charakteryzuje się ciągłym brakiem odpowiednich objętości zretencjonowanej wody. Nowopowstałe akweny będą służyły wsiom jako zbiorniki wody przeciwpożarowej. Małe elektrownie wodne, wykorzystując unieruchomione budowle i urządzenia wodne, przyczynią się do uratowania ich od całkowitej dewastacji. Należy też pamiętać, że każda nowa MEW przyczyni się do *zmniejszenia strat przesyłu i rozdziału* energii elektrycznej w sieciach oraz poprawi warunki napięciowe u okolicznych odbiorców energii elektrycznej.

Generalnie należy stwierdzić, iż odbudowa unieruchomionych, jak i budowa nowych MEW *jest działalnością na rzecz ochrony środowiska.* Z tego względu muszą być stworzone przez rząd warunki podatkowe stymulujące rozwój MEW. Zostało to już w części dokonane przez zwolnienie produkcji energii elektrycznej MEW z płacenia podatku obrotowego oraz zwolnienie od podatku dochodowego na okres pięciu lat od chwili uruchomienia MEW.[1]

Podstawową jednakże sprawą, która w zasadniczy sposób oddziaływać będzie na rozwój MEW jest sprawa taryf, na podstawie których następować będzie zakup energii wyprodukowanej przez MEW. Należy stwierdzić, że dotychczasowa ewolucja cen w tych taryfach nie nadążała za postępującą inflacją.

W nowych warunkach gospodarczych Polski MEW mogą być budowane i eksploatowane przez osoby fizyczne, spółki z o.o., spółki akcyjne, organizacje spółdzielcze oraz organizacje społeczne i przedsiębiorstwa państwowe spoza energetyki zawodowej, a także jako spółki z udziałem partnerów zagranicznych.

Ograniczanie mocy elektrowni wodnych uruchamianych przez podmioty gospodarcze należące do przedsiębiorstw spoza energetyki zawodowej do wartości 5 MW jest już zdezaktualizowane. Oczywistym jest także, że dowolny podmiot gospodarczy, który podejmować się będzie budowy elektrowni wodnej o większych mocach musi uzyskać gwarancje ze strony rządu (lub odpowiedniej najwyższej organizacji gospodarczej elektroenergetyki polskiej) dotyczące ceny energii kupowanej z niezawodowych elektrowni wodnych przez przedsiębiorstwa elektryfikacyjne. **Bez** takich gwarancji nie można sobie wyobrazić, żeby jakakolwiek instytucja zagraniczna podjęła się budowy lub stała się udziałowcem nowej elektrowni wodnej w Polsce.

**' Ulga ta została anulowana.**

Zakłady energetyczne są zobowiązane do odkupienia całej, wyprodukowanej przez MEW, energii elektrycznej. Jest to bowiem energia nie tylko nie obciążająca środowiska naturalnego, lecz stanowi ponadto tzw. źródła miejscowe odciążające całą sieć przesyłowo-rozdzielczą oraz poprawiające krajowy bilans paliwowy. W związku z tym zakład energetyczny jest zobowiązany do budowy (na własny koszt) przyłącza, które połączy nowo powstającą MEW z siecią rozdzielczą danego zakładu energetycznego. Możliwym odstępstwem od powyższych zasad jest budowa MEW na terenach niezelektryfikowanch (np. w górach). Wówczas właściciel takiej MEW ma prawo do odsprzedaży energii innym odbiorcom. Właścicielom MEW nie podłączonym do krajowego systemu elektroenegetycznego zaleca się instalowanie w swej sieci rozdzielczej odpowiedniej wielkości

akumulatorów energii, np. w postaci bojlerów elektrycznych do wody oraz akumulacyjnych pieców do ogrzewania pomieszczeń.

Generalnie należy stwierdzić, że realizacja MEW nie może być obciążona całkowitymi kosztami budowy nowego piętrzenia, gdyż duże nakłady finansowe związane z taką budową mogłyby przekreślić opłacalność całego przedsięwzięcia.

# 4

# Rodzaje małych elektrowni wodnych i ich podstawowe parametry

### 4.1. Rodzaje małych elektrowni wodnych

Przechodząc do zagadnień merytorycznych, należy najpierw określić rodzaje elektrowni, z jakimi można mieć do czynienia z punktu widzenia systemu pracy. Zdecydowaną większość MEW stanowią *elektrownie przepływowe;* wartość oddawanej mocy zależy tu od chwilowego przepływu w rzece. Z punktu widzenia systemu elektroenergetycznego są to tzw. elektrownie podstawowe, pracują bowiem w podstawie wykresu obciążenia dobowego systemu. Charakteryzują się brakiem lub bardzo małą pojemnością retencyjną zbiornika górnego stanowiska stopnia.

Drugą grupę stanowią tzw. *elektrownie podszczytowe,* które mając na górnym stanowisku stopnia odpowiednią objętość zretenc-jonowanej wody mogą pracować pełną mocą w okresach szczytowych obiążeó systemu elektroenergetycznego, natomiast w pozostałych godzinach doby pracują z mocą obniżoną - zależną od wielkości dopływu i możliwości akumulacyjnych zbiornika. Obciążenia szczytowe występują w systemie elektroenergetycznym przed południem między godziną 8.00 a 11.00, po południu zaś zimą w godzinach 16.00-21.00, a w lecie w godzinach 20.00-21.00.

Trzecią grupę elektrowni wodnych stanowią *elektrownie szczytowe,* które pracują tylko w okresach występowania szczytowych obciążeń systemu, określonych powyżej. Warunkiem umożliwiającym ten typ pracy (dla systemu elektroenergetycznego najwartościowszym) jest posiadanie zbiornika retencyjnego o odpowiedniej wielkości tzw. objętości użytecznej i na którym są nieraz dopuszczone znaczne wahania poziomu powierzchni wody w ciągu doby. Drugim warunkiem, który musi być także spełniony, to możliwość wprowadzenia dużych zmian wielkości odpływu do dolnej wody - zwykle jest to spełnione dzięki drugiemu zbiornikowi (tzw. *zbiornikowi wyrównawczemu)* znajdującemu się poniżej danej elektrowni. Może to być np. naturalne jezioro. Należy pamiętać, że praca podszczytowa, a jeszcze w większym stopniu praca szczytowa jest połączona **ze** zwiększeniem mocy zainstalowanej elektrowni w stosunku do mocy, jaką można by osiągnąć przy systemie pracy przepływowej. Zwykle w elektrowniach przy zbiornikach retencyjnych można uzyskać większy spad niż w obiektach przepływowych. Zwiększenie mocy zainstalowanej oraz utworzenie zbiornika retencyjnego zwiększa nakłady inwestycyjne.

Jest oczywistym, że istnieje wielka różnicy między wartością energii podstawowej a wartością energii szczytowej. Dlatego też taryfy na te różne rodzaje energii oddawanych do systemu muszą być zróżnicowane. Kierownictwo krajowego systemu elektroenergetycznego powinno preferować pracę podszczytową i szczytową MEW, co można łatwo osiągnąć wprowadzając na energię oddawaną z MEW do sieci energetyki zawodowej odpowiednio zróżnicowane ceny dla poszczególnych stref czasowych doby. Poprzednio istniejące taryfy na tę energię, tzw. taryfa EW l i EW2 nie preferowały w żadnym razie pracy podszczytowej i szczytowej. Należy przypuszczać, że w nowej organizacji krajowej elektroenergetyki właściwe postępowanie w tym względzie znajdzie swój wyraz w poprawnie ustalonych taryfach dla MEW, i to zarówno w odniesieniu do wartości bezwzględnych, gwarantujących pełną opłacalność rozwoju małej energetyki wodnej w naszym kraju, jak i odpowiednim zróżnicowaniu cen w poszczególnych strefach czasowych.

### 4.2. Podstawowe parametry MEW

W celu określenia podstawowych parametrów przypływowej elektrowni wodnej - których znajomość będzie niezbędna od samego początku działań inwestycyjnych - należy przeprowadzić odpowiednie obliczenia w następującej kolejności:

a) określić przepływ w rzece dla danego przekroju piętrzenia (p. rozdz. 5) i wykreślić krzywą sum czasów trwania przepływów w roku (rys. 4.1);

b) określić poziomy górnej wody;

c) wyznaczyć poziomy dolnej wody w funkcji wartości przepływu;

d) na podstawie punktu b) i c) wyznaczyć wielkości spadów i wykreślić krzywą sum czasu ich trwania w funkcji wartości przepływu;

e) mając wielkość przepływów w rzece - *przy uwzględnieniu ewentualnych poborów wody przez innych użytkowników stopnia* - oraz wielkość spadów, obliczyć wartości mocy elektrowni dla poszczególnych wartości przepływów w rzece wg wzoru

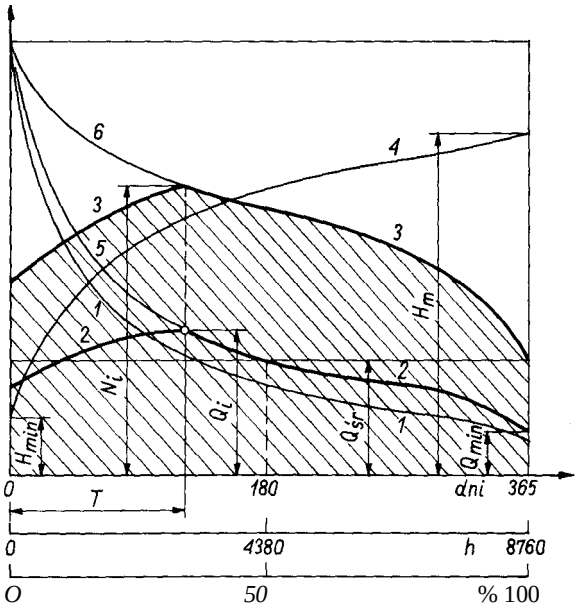
$$N_{Et} = 9{,}81 \cdot \Sigma\eta \cdot H_t \cdot Q_{Et}, \ \text{kW} \qquad (4.1)$$

gdzie: $N_{Et}$ – chwilowa moc elektrowni przy danym przepływie; $\Sigma\eta$ – iloczyn sprawności poszczególnych urządzeń (turbiny, przekładni, prądnicy i ewentualnie transformatora blokowego); $H_t$ – wielkość spadu netto przy danym przepływie; $Q_{Et}$ – wielkość chwilowego przepływu wody przez elektrownię. Na tej podstawie wykreślamy krzywą sum czasu trwania mocy, rys. 4.1;

f) mając określone wyżej wymienione krzywe, zestawiamy je na jednym wykresie w funkcji czasu jednego roku (albo O — 365 dni, lub O — 8760 h, lub O — 100%) i przystępujemy do wyboru wielkości przelyku instalowanego (Qi) elektrowni, a w przypadku gdy w obiekcie będzie zainstalowany tylko jeden turbozespół - także przelyku instalowanego turbiny. Wybór ten, jest wyborem optymalnym przy uwzględnieniu z jednej strony wartości produkcji rocznej, a więc wpływów finansowych, z drugiej zaś strony wartości ponoszonych nakładów inwestycyjnych, p. rys. 4.1;

g) po określeniu mocy zainstalowanej elektrowni (N,) oblicza się wartość produkcji rocznej (AE) (kW-h/a lub GW-h/a), którą reprezentuje wielkość powierzchni zawartej pod krzywą czasu trwania mocy elektrowni na wykresie zbudowanym wg punktu f), co pokazano przez zakreskowanie powierzchni;

*H,N,Q'*




*produkcja energii elektrycznej elektrowni wodnej (AE)*

Rys. 4.1. Praca elektrowni przepływowej w ciągu roku. *1* - krzywa sum czasów trwania stanów, *2* - krzywa sum czasów trwania przepływów wykorzystanych w elektrowni, 3 - krzywa sum czasów trwania mocy elektrowni, *4* - krzywa sum czasów trwania spad ów, 5 - krzywa sum czasów trwania przepływów w rzece, *6* - krzywa sum czasów trwania teoretycznej mocy elektrowni. (Powierzchnia zakreskowana na wykresie oznacza wielkość produkcji energii elektrycznej elektrowni wodnej w ciągu roku (AE)

h) z wartości produkcji rocznej i mocy zainstalowanej obliczamy tzw. czas wykorzystania mocy zainstalowanej elektrowni wg wzoru

$$T_E = A_E : N_i, \quad \text{h} \qquad (4.2)$$

Jeżeli nie można przeprowadzić wszystkich ww obliczeń, to wartość mocy i produkcji rocznej elektrowni można określić w sposób przybliżony. W tym przypadku, uwzględniając wartość średniego przepływu rocznego w przekroju piętrzenia elektrowni *(SSQ)* omówionego w punkcie 5.3.2, należy ustalić przełyk instalowany. Można założyć trzy warianty

1) $Q_i = 0{,}8 - 0{,}95 \cdot SSQ$ wówczas $T_E \cong 6000$ h
2) $Q_i = SSQ$ wówczas $T_E \cong 5500$ h
3) $Q_i = 1{,}1 - 1{,}3\ SSQ$ wówczas $T_E \cong 5000$ h

**Przybliżoną wartość produkcji rocznej określamy ze wzoru**

$$A_E = T_E \cdot N_i, \quad \text{kW} \cdot \text{h/a}$$

# 5

# Określenie warunków hydrologicznych rzek

Ocena wielkości i zmienności zasobów wodnych rzek stanowi podstawę wszystkich rozważań i analiz ich energetycznego wykorzystania. Stosunki hydrologiczne rzek i systemów rzecznych określają przypływy charakterystyczne wyznaczone na podstawie długoletnich ciągów obserwacji (minimum 15 lat) -ich wielkość, wahania sezonowe i roczne, częstotliwość i czasy trwania w latach: średnim, suchym i mokrym.

W pierwszym rzędzie należy określić dokładną lokalizację obiektu na mapie w skali l: 25 000 lub l: 100 000 i wyznaczyć wielkość zlewni oraz miarodajną stację wodowskazową o odpowiednio długim ciągu obserwacji zjawisk hydrologicznych.

## 5.2. Określenie dorzecza (zlewni) rzeki

Obszar, z którego rzeką główną dopływają wody do morza lub dużego jeziora nosi nazwę *dorzecza* (np. dorzecze Wisły).

Zespół dorzeczy, z których rzeki główne odprowadzają wody do jednego morza lub oceanu nazywa się *zlewiskiem* (np. zlewisko Morza Bałtyckiego). W praktyce terminu dorzecze używa się też do obszaru odwadniającego przez dopływy (np. dorzecze Sanu , Dunajca, Bystrzycy). Obok terminu dorzecze używa się często terminu *zlewnia* w celu określenia obszaru, z którego wody odpływają daną rzeką przez dowolny przekrój zamykający np. profil jazu, zapory, mostu itd.

Rozróżnia się: dorzecze główne czyli I rzędu, tj. dorzecze rzeki uchodzącej bezpośrednio do morza (np. dorzecze Wisły, Odry); dorzecze II rzędu, tj. dorzecze rzeki uchodzącej do rzeki głównej oraz dorzecze III, IV, V (itd.) rzędu.

Najważniejszym parametrem dorzecza i zlewni jest ich wielkość oznaczona zwykle symbolem $A$ i wyrażona w $km^2$. Wielkość dorzecza i zlewni rzeki ograniczoną danym przekrojem należy określić na podstawie materiałów opublikowanych przez Instytut Meteorologii i Gospodarki Wodnej (IMGW) [5.4]. Wielkość powierzchni dorzeczy i zlewni zestawiono wg jednej metody i na podstawie jednolitych materiałów źródłowych. Publikacja składa się z trzech części:

część I - zestawienia liczbowo-opisowe, część II - wieloarkuszowa mapa podziału hydrologicznego w skali

l : 200 000, część III - skorowidz nazw obiektów wodnych i nazw wodowskazów.

W uzasadnionych przypadkach obszar dorzecza i zlewni, lub ich części, można określić na mapie w skali l: 100 000. Granice dorzecza lub zlewni wyznacza się łącząc najwyższe wzniesienia na wododziale rozgraniczającym sąsiednie cieki wodne. Powierzchnię dorzecza i zlewni określa się przez planimetrowanie i podaje w $km^2$.

## 53. Przepływy charakterystyczne

Przepływy charakterystyczne określają hydrologię rzeki w wieloletnim okresie obserwacyjnym.

### 5.3.1. Rodzaje przepływów

Z punktu widzenia potrzeb hydrotechniki najczęściej operuje się następującymi przepływami charakterystycznymi z wielolecia:
- przepływ najwyższy z najwyższych obserwowanych oznaczony symbolem WWQ,
- przepływ średni z najwyższych - SWQ
- przepływ średni **ze** średnich - *SSQ,*
- przepływ średni z najniższych - SNQ,
- przepływ najniższy z najniższych obserwowanych - NNQ,
- przepływ ekstremalny o określonym procencie prawdopodobieństwa pojawienia się Qmax p%, *Qmin%*
- przepływ nienaruszalny - *Qn*
- przepływ o określonym czasie trwania.

### 53.2. Obliczanie przepływów charakterystycznych

Sposób określenia liczbowych wartości przepływów charakterystycznych zależy od posiadanego materiału obserwacyjnego. Wymienić można trzy podstawowe metody obliczeń:
- *metoda bezpośrednia,* tj. *statystyczna* - stosuje się dla rzek i profili mających odpowiednie długie obserwacje przebiegu stanów wody i pomiary hydrometryczne obejmujące niskie, średnie i wysokie stany pozwalające na sporządzanie zbiorów wartości przepływów dla wielolecia;
- *metoda pośrednia,* tj. *analogii hydrologicznej* - stosuje się w przypadkach braku wystarczających materiałów hydrologicznych (krótkie okresy obserwacji, brak bezpośrednich pomiarów przepływu itd.);
- *metoda empiryczna* - stosuje się zarówno w przypadku braku jakichkolwiek danych hydrometrycznych, jak również braku możliwości zastosowania metody analogii. W metodzie tej można posługiwać się różnymi wzorami empirycznymi, podanymi w literaturze specjalistycznej, lub mapami obszarowego rozkładu elementów hydrologicznych (normy odpływu).

Najdokładniej można wyznaczyć przepływy charakterystyczne za pomocą *metody statystycznej*. W metodzie tej korzysta się z zestawień (tablic) dobowych wartości przepływów z wieloletnich cyklów obserwacji. Zestawione w ten sposób dane dla wielu lat obserwacyjnych pozwalają na określenie:
-przepływu średniego z wielolecia *SSQ,* który jest średnią arytmetyczną ze średnich rocznych wartości przepływów poszczególnych lat okresu obserwacji;
- przepływu najwyższego obserwowanego w rozpatrywanym okresie, zarówno w półroczu zimowym, jak i letnim WWQ;
- przepływu średniego z najwyższych rocznych obserwowanych w poszczególnych latach w wieloleciu SWQ;
- przepływu najniższego obserwowanego w całym wieloleciu NNQ;
- przepływu średniego niskiego SN0 obliczonego jako średnia arytmetyczna z najniższych rocznych przepływów poszczególnych lat okresu obliczeniowego.

*Przepływy ekstremalne* (maksymalne i minimalne) o określonym procencie prawdopodobieństwa pojawienia się są podane dla szeregu profili wodowskazowych w publikacjach [5.7], [5.8]. W przypadku koniecznym obliczenia przepływów prawdopodobnych dokonuje się wg

zasad statystyki matematycznej i rachunku prawdopodobieństwa omówionych w literaturze specjalistycznej [5.1].

*Przepływy o określonym czasie trwania* wyznacza się z krzywych sum czasów trwania przepływów opracowanych dla poszczególnych lat lub dla wielolecia na podstawie dobowych wartości przepływów.

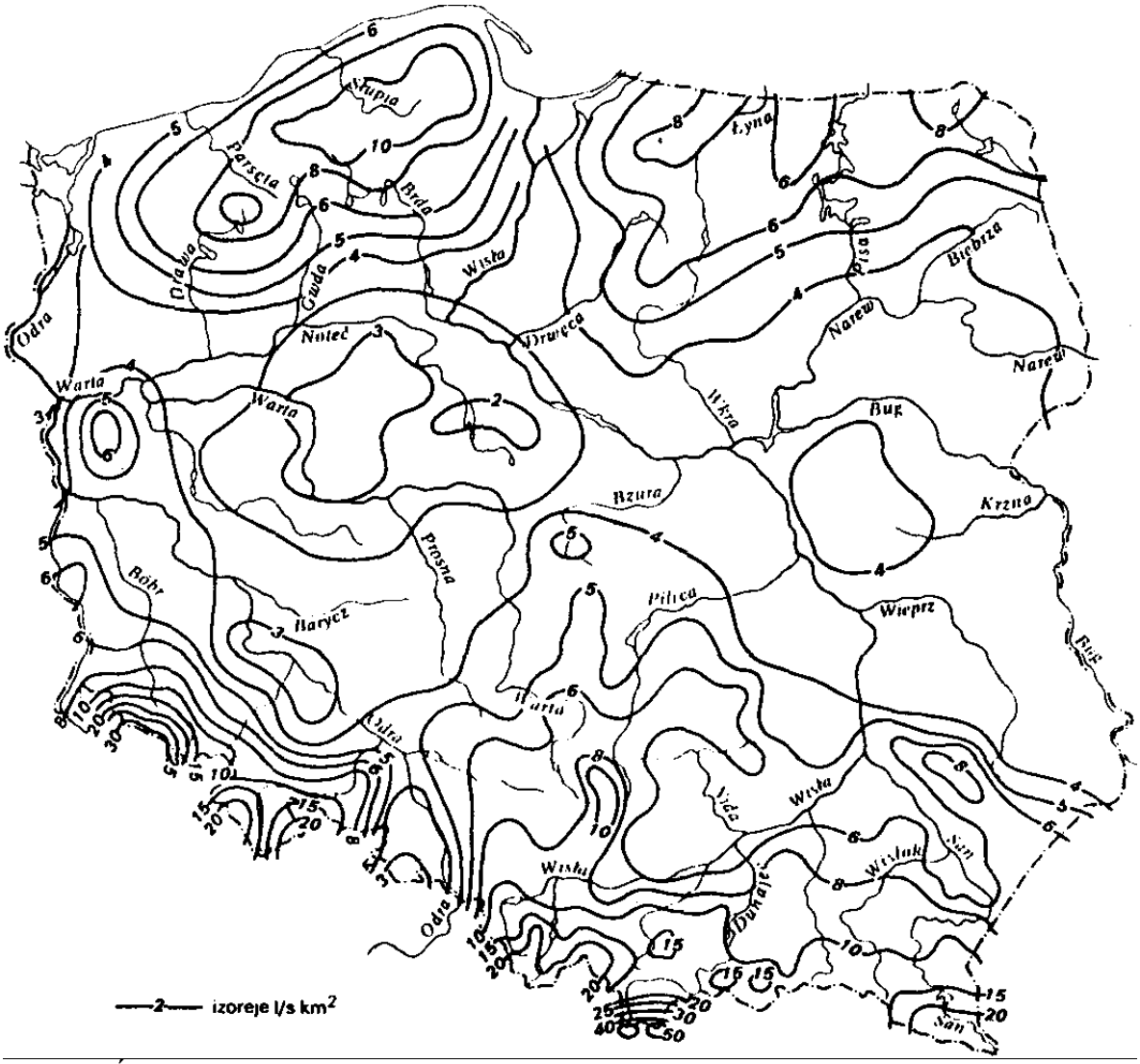
Przepływy uszeregowane od najwyższego do najniższego lub od najniższego do najwyższego, następnie wykreślone w układzie współrzędnych (przepływ i czas), wyznaczają krzywą sum czasów trwania przepływów.

*Metoda analogii hydrologicznej* polega na dobraniu zlewni i jej profilu w rzece sąsiedniej o zbliżonej powierzchni zlewni, który to profil ma długie ciągi obserwacyjne umożliwiające obliczenie przepływów charakterystycznych metodą statystyczną. Zlewnie muszą mieć podobne warunki fizjograficzne i klimatyczne kształtujące odpływy. W metodzie tej analizuje się wspólne parametry rzeki rozpatrywanej i rzeki „analoga", a mianowicie: wielkość i charakter zlewni, pokrycie terenu, wielkość i rozkład opadów, współczynniki odpływów, długość rzeki.

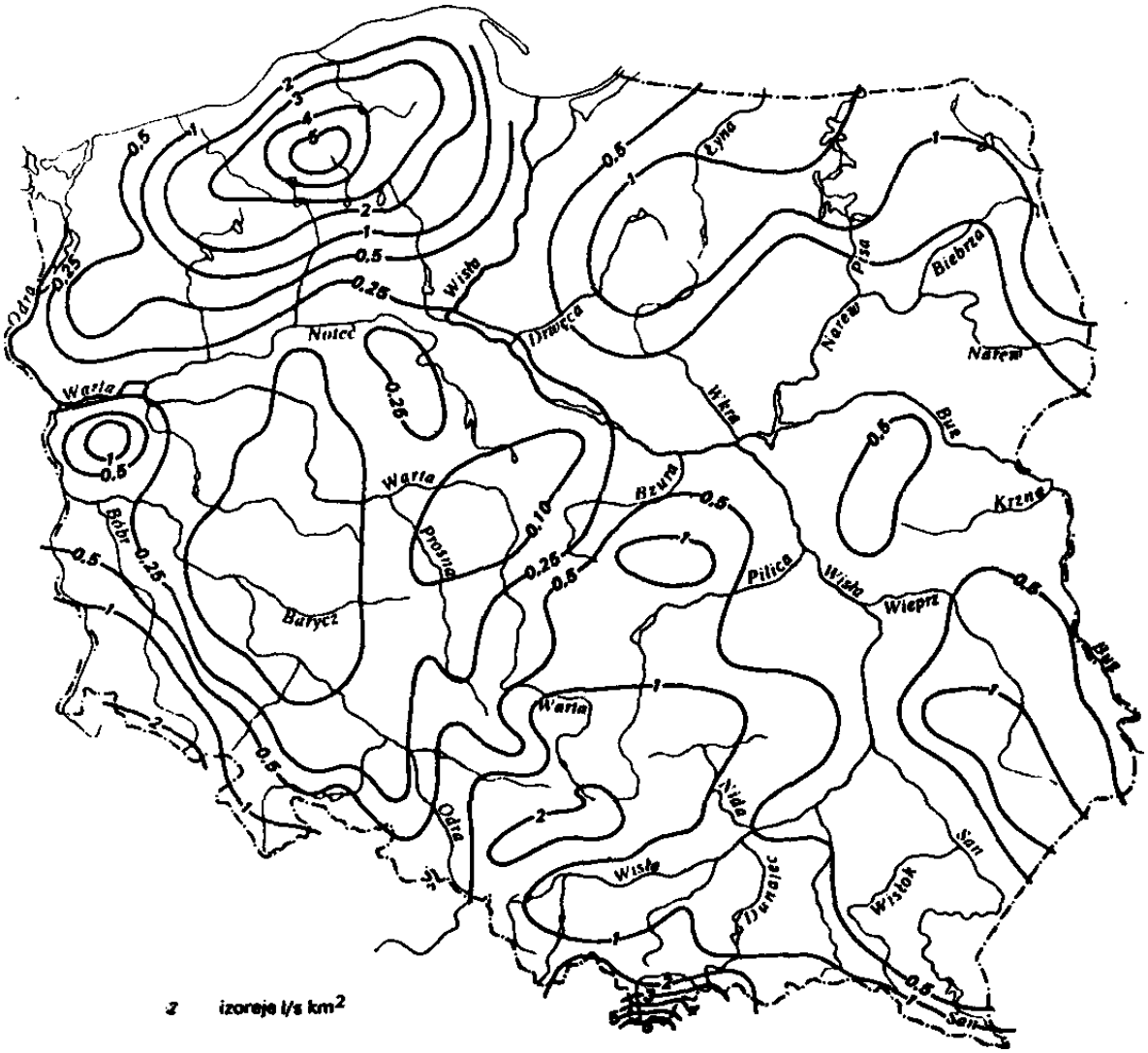
Spośród *metod empirycznych* zaleca się przyjmowanie metody norm jednostkowych odpływów. Normy zostały opracowane przez J. Stachy [5.13]. Dla całego obszaru kraju zostały wyznaczone izolinie jednakowych wartości odpływów jednostkowych, tzn. izoreje opracowane na podstawie metod statystycznych dla kilkuset stacji wodowskazowych.

Mapy podane na rys. 5.1 —5.3 przedstawiają obszary jednakowych odpływów wód, charakterystycznych dla terenów Polski, opracowane na podstawie wieloletnich obserwacji

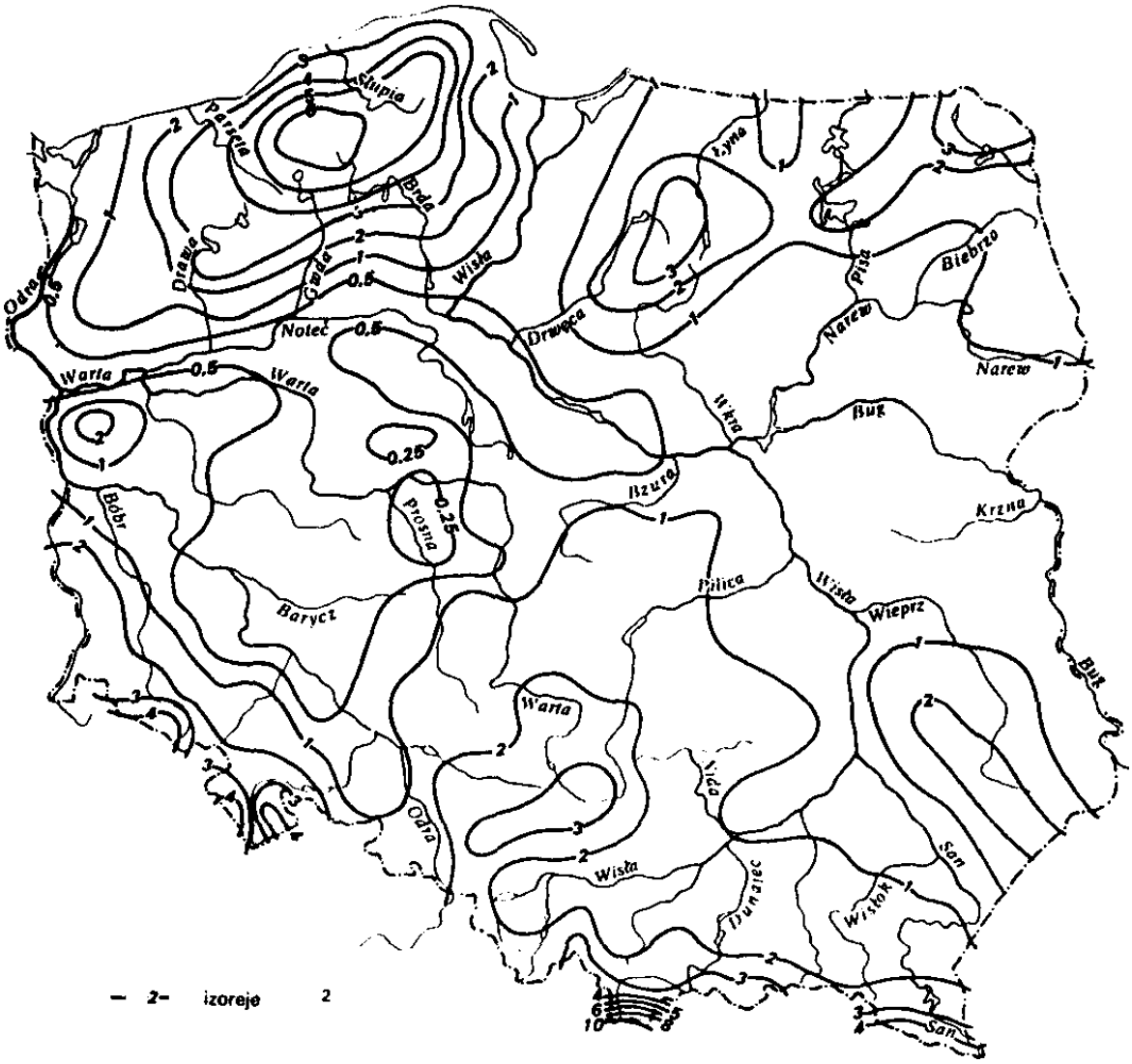
*Przepływ nienaruszalny* (biologiczny, ()„) jest to minimalny graniczny przepływ wody w rzekach, który nie może być zmniejszony na skutek działalności gospodarczej w dorzeczach. Przepływ ten zapewnia ochronę środowiska przyrodniczego i życia biologicznego wód oraz oczekiwania społeczne związane z rekreacją i wypoczynkiem. Metoda określania wartości tego przepływu jest złożona i polega na:




**Rys. 5.1. Średnie odpływy jednostkowe SSq, wg. J. Stachy**




Rys. 5.2. Najniższe odpływy jednostkowe NNq, wg. J. Stachy




Rys. 5.3. Średnie niskie odpływy jednostkowe SNq, wg. J. Stachy

- przesłankach hydrobiologicznych warunkujących zachowanie podstawowych form flory i fauny,
- wymaganiach rybacko-wędkarskich,
- ochronie obiektów przyrodniczych prawnie chronionych,
- zachowaniu piękna krajobrazu terenów przybrzeżnych rzek,
- wymaganiach rzecznej turystyki wodnej.

W Polsce wielkości przepływu nienaruszalnego praktycznie są określone na podstawie publikacji IMGW. Kryteria i wielkości przepływu nienaruszalnego dla rzek Polski., podane w publikacji [5.10], obejmują sieć rzeczną kraju.

Wartości te są traktowane przez władze administracji państwowej jako obowiązujące przy sporządzaniu bilansów wodnogospodarczych, obliczeniach parametrów energetycznych itd.

W praktyce projektowej, w przypadku braku takich danych dla rozpatrywanej rzeki lub cieku zaleca się ustalenie wartości przepływu nienaruszalnego wg wzoru

**Qn = K*(SNQ)**

Współczynnik *K* zależy głównie od typu hydrologicznego rzeki i wielkości zlewni, może wynosić 0,5 —15. Największe wartości współczynnika *K* występują w przypadku rzek górskich o małych zlewniach, a najmniejsze - dużych rzek niezinnych.

### 53.3. Miary przepływu

Charakterystyki hydrologiczne określające ilości wody odpływającej ze zlewni mogą być wyrażone w postaci wielu miar, do których należą:
- objętość odpływu (odpływ) *V;* $m^3$; tyś. $m^3$; $km^3$ - jest to ilość wody, jaka odpływa z określonego obszaru w jednostce czasu (doba, dekada, miesiąc, rok);
- natężenie przepływu (przepływ) *Q;* $m^3/s$, l/s -jest to ilość wody, jaka przepływa przez przekrój poprzeczny cieku w jednostce czasu (sekunda, godzina);
- odpływ jednostkowy *q;* $l/(s \cdot km^2)$ - przedstawia ilość wody odpływającej w jednostce czasu z jednostki powierzchni rozpatrywanej zlewni.

$$q = \frac{Q}{A}, \quad l/(s \cdot km^2) \tag{5.1}$$

– warstwa odpływu (wskaźnik odpływu) *H* – wyraża wysokość warstwy wody odpływającej w określonym czasie (rok, miesiąc) z rozpatrywanego obszaru

$$H = \frac{V}{A \cdot 10^6} \text{ mm lub } H = \frac{V}{A \cdot 10^3} \text{ mm} \tag{5.2}$$

gdzie: *V* – objętość odpływu, $m^3$; *A* – powierzchnia zlewni, $km^2$

**Przykład.** Dany jest odpływ $V = 60$ mln $m^3$, zlewnia $A = 3000$ $km^2$. Obliczyć warstwę odpływu

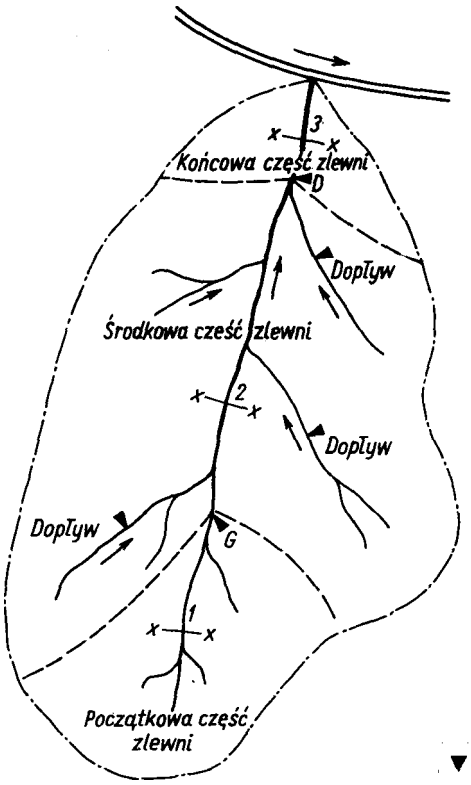
$$H = \frac{60 \cdot 10^6}{3000 \cdot 10^6} \cdot 10^3 = 20 \text{ mm}$$

Miary względne *(q. H),* które nie zależą od powierzchni obszaru zlewni, umożliwiają porównywanie właściwości hydrologicznych poszczególnych zlewni i obszarów.

### 5.3.4. Określenie charakterystyk hydrologicznych w badanym profilu rzeki

Najdokładniejszy materiał hydrologiczny uzyskuje się wówczas, gdy posterunek wodowskazowy jest położony w samym profilu lub bezpośrednio w pobliżu rozpatrywanego profilu piętrzenia, ujęcia. W przeciwnym razie, jeżeli różnica powierzchni zlewni w profilu badanym i w profilu wodowskazowym przekracza 10%, obserwowane przepływy należy przenieść z profilu wodowskazowego do rozpatrywanego profilu.

Rys. 5.4. Uproszczony plan podziału zlewni
*l, 2, 3* - przekroje niekontrolowane,
V - wodowskaz,
-•-• -dział wodny zlewni
- - dział wodny zlewni cząstkowej




Przepływ średni w dowolnym przekroju *x* położonym w początkowej lub końcowej części zlewni (powyżej, poniżej najbliższego wodowskazu) oblicza się za pomocą wzoru

$$Q_x = q_x \cdot A_x \tag{5.3}$$

Odpływ jednostkowy $q_x$ szacuje się na podstawie przepływu średniego w najbliżej położonym wodowskazie, z mapy izorei lub metodą analogii.

Przepływ średni na odcinku rzeki usytuowanym w środkowej części zlewni pomiędzy wodowskazami określa się ze wzoru

$$Q_x = Q_G + \sum_1^m Q_{dopł} + q\,(A_x - A_G - \sum_1^m A_{dopł}) \tag{5.4}$$

Odpływ jednostkowy $q$ ocenia się metodą analogii hydrologicznej z mapy izorei względnie ze wzoru

$$q = \frac{Q_D - Q_G - \sum_1^p Q_{dopł}}{A_D - A_G - \sum_1^p A_{dopł}} \tag{5.5}$$

gdzie: $G$, $D$ – najbliższy wodowskaz położony odpowiednio powyżej lub poniżej przekroju $x$; $m$ – liczba kontrolowanych dopływów uchodzących między wodowskazem $G$ i przekrojem $x$; $p$ – liczba kontrolowanych dopływów uchodzących między wodowskazami $G$ i $D$.

Przepływ maksymalny w początkowej części zlewni oblicza się ze wzoru

$$Q_x = \left(\frac{A_x}{A_G}\right)^{2/3} \cdot Q_G \tag{5.6}$$

zaś w końcowej części zlewni – poniżej wodowskazu usytuowanego w pobliżu ujścia ze wzoru

$$Q_x = \left(\frac{A_x}{A_D}\right)^{2/3} \cdot Q_D \qquad (5.7)$$

Przepływ maksymalny w środkowej części dorzecza oblicza się ze wzoru

$$Q_x = Q_G + k \sum_1^m Q_{dopł} + q\left(A_x - A_G - \sum_1^m A_{dopł}\right) \qquad (5.8)$$

w którym

$$q = \frac{Q_D - Q_G}{A_D - A_G}$$

$$k = \frac{Q_D - Q_G - q\left(A_D - A_G - \sum_1^p A_{dopł}\right)}{\sum_1^p Q_{dopł}}$$

przy czym współczynnik asynchroniczności $k$ powinien być $\leqslant 1$. W przeciwnym razie należy korygować wartości $Q_G$, $Q_D$ i $D_{dopł}$.

Przepływ minimalny w początkowej części dorzecza określa się ze wzoru

$$Q_x = \left(\frac{A_x}{A_G}\right) Q_G \qquad (5.9)$$

Wyniki uzyskane z powyższego wzoru należy każdorazowo analizować pod względem ich wiarygodności z uwagi na zmniejszanie się minimalnych odpływów jednostkowych w miarę zmniejszenia powierzchni zlewni.

Przepływ minimalny w środkowej części dorzecza oblicza się tak samo jak przepływ maksymalny, z tym że współczynnik asynchroniczności $k$ powinien być > l.

W końcowej części dorzecza przepływ minimalny oblicza się **ze** wzoru

Qx=Qd+q(Ax-Ad) (5.10)

Odpływ jednostkowy q oblicza się **ze** stosunku Qd/Qa metodą analogu lub na podstawie map izorei.

## 5.4. Pomiary i obserwacje hydrologiczne

Podstawowe pomiary i obserwacje hydrologiczne,, niezbędne do oceny stosunków hydrologicznych w projektowaniu małych elektrowni wodnych, obejmują:
- obserwacje stanów wody,
- pomiary i obliczenia natężenia przepływu,
- pomiary rumowiska rzecznego

Obserwacje stanów wody prowadzone są na stacjach wyposażonych najczęściej w łaty wodowskazowe lub limnigafy. Łata wodowskazowa jest to drewniana deska, na ogół dębowa, na której jest umieszczona podziałka wykonana z tabliczek metalowych lub plastykowych. Po-działka jest wyskalowana co 2 cm - dokładność odczytu l cm. Zero wodowskazu jest to umowny poziom, od

którego odmierzane są stany wody. Zero wodowskazu jest zaniwelowane do państwowej sieci niwelacyjnej, dzięki czemu stany wody można również przedstawić w metrach nad poziomem morza (m npm). Dowiązanie wodowskazu do państwowej sieci niwelacyjnej umożliwia odbudowę wodowskazu w przypadku jego zniszczenia na niezmienionym poziomie, przez co zachowana jest porównywalność obserwacji. Podstawowa sieć wodowskazowa w Polsce jest obecnie odniesiona do poziomu morza w Kronsztadzie (Kr.). Przed II wojną światową i w pierwszych latach powojennych sieć wodowskazowa była odniesiona do poziomu morza w Amsterdamie, oznaczonego literami NN lub do poziomu morza Adriatyckiego (Adr.).

**Przykład.** Maksymalny stan wody na Wiśle w Warszawie w 1982 r. odczytany na wodowskazie wyniósł 728 cm. Rzędna zera wodowskazu w Warszawie wynosi 76,08 m nad Kr. Stąd maksymalny poziom (rzędna) stanu wody wynosił 76,08 + 7,27 = 83,35 m nad Kr.

Wodowskazy powinny być umocowane w sposób trwały i chronione od zniszczenia w miejscach, gdzie przepływ wody nie podlega sztucznym zakłóceniom. Najczęściej są mocowane do filarów mostowych, przyczółków itp., lub w wolnych profilach -do pali wbitych w koryto rzeki.

Rutynowe terminowe obserwacje wodowskazowe są prowadzone 1—3 razy na dobę lub częściej - w przypadkach wystąpienia ekstremalnych stanów wody albo w celach badawczych.

Obserwacje ciągłe są prowadzone na posterunkach wyposażonych w limnigrafy, to jest aparaturę samopiszącą. Wyniki obserwacji limnigraficznych mogą być przekazywane zdalnie drogą przewodową lub radiową.

Pomiar i obliczenie natężenia przepływu (pomiar hydromet-ryczny) obejmuje:
- wykonanie pomiaru prędkości przepływu wody w pionach przekroju poprzecznego koryta rzeki i obliczenie prędkości średnich w tych pionach;
- obliczenie cząstkowych powierzchni pól przekroju poprzecznego ograniczonych tymi pionami;
- obliczenie prędkości średnich dla każdego pola;
- obliczenie przepływu cząstkowego, tzn. iloczynu prędkości średniej i powierzchni danego pola;
- obliczenie przepływu całkowitego, będącego sumą przepływów cząstkowych.

Pomiar prędkości wykonuje się za pomocą młynka hydromet-rycznego. Prędkość przepływu zależy od liczby obrotów *n* skrzydełka młynka w jednostce czasu.

$$V = \alpha + \beta \cdot n \tag{5.11}$$

Stałe współczynniki $\alpha$ i $\beta$ ustała się doświadczalnie dla danego młynka. Średnią prędkość w korycie rzeki można z przybliżeniem określić za pomocą pomiaru pływakowego i wzoru

$$V_p = \frac{L}{T}$$

gdzie: $V_p$ – prędkość powierzchniowa, m/s; $L$– długość drogi przebytej przez pływak w czasie T, w s, wyrażona w m

$$V_{śr} = k \cdot V_p \tag{5.12}$$

gdzie: $V_{śr}$ – prędkość średnia w przekroju, m/s; $k$ – współczynnik zależny

przede wszystkim od kształtu przekroju poprzecznego i szorstkości koryta rzeki. Praktycznie przyjmuje się $k$ = 0,8 —0,95.

Pomiar przepływu w małych ciekach i kanałach doprowadzających można wykonać metodami bezpośrednimi, na przykład instalując stały przelew pomiarowy i obserwując wzniesienie spiętrzonego zwierciadła wody nad koronę przelewu. Dla przkroju prostokątnego (rys. 5.5) przepływ określa się wg wzoru

$$Q = m \cdot b \cdot \sqrt{2g} \cdot h^{3/2} \qquad (5.13)$$

Współczynnik wydatku przelewu $m$ oblicza się ze wzorów:

dla przelewu bez zwężenia bocznego (rys. 5.5a)

$$m_1 = \left(0{,}405 + \frac{0{,}0027}{h}\right)\left[1 + 0{,}55 \cdot \frac{h^2}{(h+p)^2}\right]$$

dla $h \leqslant 1{,}24$ m $\quad b \leqslant 2{,}00$ m $\quad p \leqslant 1{,}13$ m

dla przelewu z obustronnym zwężeniem bocznym

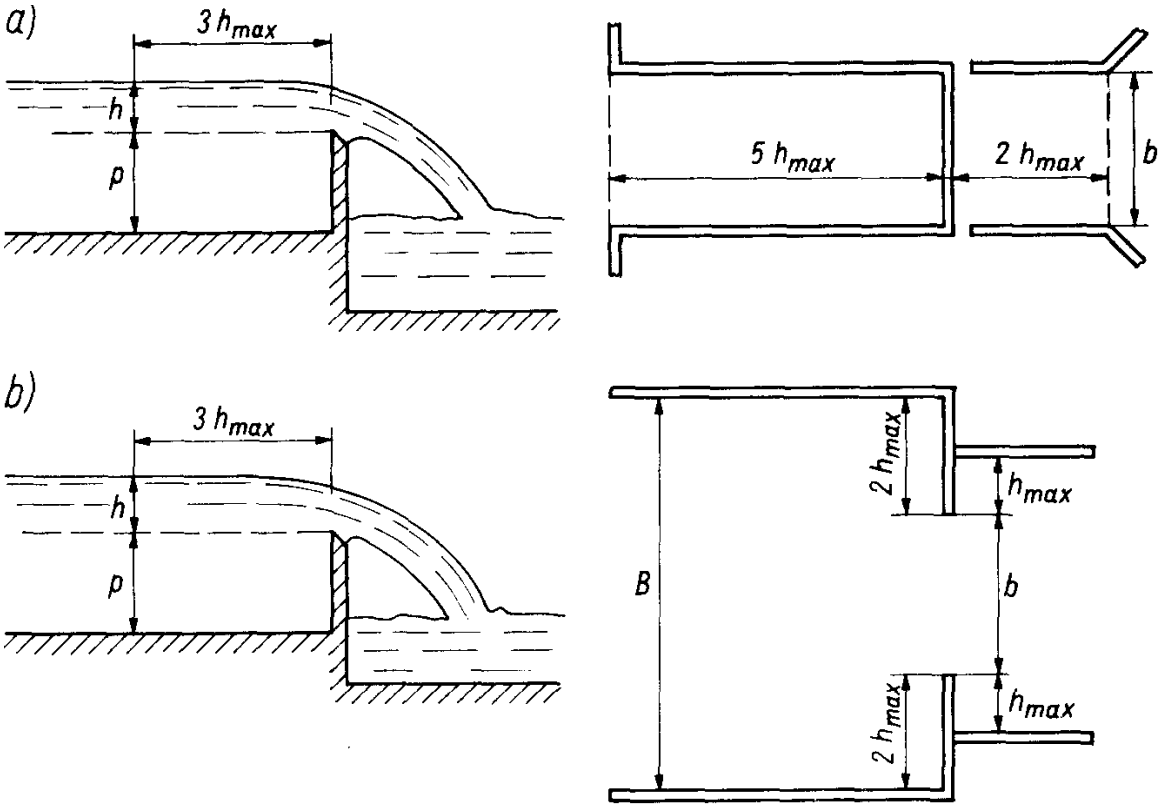
$$m_2 = \left(0{,}405 + \frac{0{,}0027}{h} - 0{,}03\frac{B-b}{B}\right)\left[1 + 0{,}55\frac{b^2}{B^2} \cdot \frac{h^2}{(h+p)^2}\right]$$

Wysokość spiętrzenia $h$ tego typu przelewu powinna być zawarta w granicach 0,05 do 1,00 m. Przy projektowaniu szerokości przelewu przyjmuje się wstępnie w zależności od spodziewanych przepływów

| | |
|---|---|
| 5 – 150 l/s | $b$ = 0,5 m |
| powyżej 150 l/s | $b \geqslant 1{,}0$ m |

przy czym: $b$ – szerokość przlewu, w m; $h$ – wysokość strumienia przelewowego, w m; g – przyspieszenie ziemskie wynosi 9,81, m/s$^2$,

$B$ - szerokość kanału do strony wody górnej, w m; p - wzniesienie korony przelewu nad dnem koryta od strony górnej wody, w m.




Rys. 5.5. Przelew pomiarowy: a) bez dławienia bocznego, b) z obustronnym dławieniem bocznym

Szczegółowe wytyczne prowadzenia obserwacji i pomiarów podano w literaturze specjalistycznej [5.2], [5.11], [5.12]. Wykonanie serii pomiarów hydrometrycznych w profilu wodowskazowym pozwala na sporządzenie krzywej zależności między stanami a przepływami (krzywa przepływu, krzywa konsumcyjna), umożliwiając ocenę przepływu na podstawie obserwacji stanów. Wyprowadzona zależność jest ważna dopóty, dopóki nie nastąpią zmiany kształtu przekroju koryta, zmiany warunków przepływu itp. W okresach występowania zjawisk lodowych do obliczeń wprowadza się współczynnik redukcyjny -z uwagi na zmniejszenie przekroju i zwiększone opory ruchu. W przybliżeniu przyjmuje się współczynnik redukcji przepływu dla pokrywy lodowej 0,5, sryżu 0,75, kry lodowej 0,85.

Rumowisko rzeczne dzieli się na wleczone po dnie i unoszone. W Polsce prowadzi się tylko obserwacje i rutynowe pomiary rumowiska unoszonego. Ilościowe pomiary rumowiska unoszonego obejmują pojedyncze i wielopunktowe pomiary zmącenia wody, tj. określenie wagowej zawartości unosin (zawiesin) w jednostce objętości wody wyrażonej w $g/m^3$. Pomiar polega na poborze prób wody za pomocą batometru butelkowego, odparowaniu próbki wody i zważeniu suchej pozostałości.

Pomiar rumowiska wleczonego wykonuje się za pomocą tzw. łapaczki. Ze względu na uciążliwość pomiaru wykonuje się go stosunkowo rzadko. Zależnie od warunków lokalwych masa transportu rumowiska wleczonego może wynosić 10 do 100% transportu rumowiska unoszonego. Ścisłe rozgraniczenie rumowiska wleczonego i unoszonego jest niemożliwe. Wzajemne proporcje ilościowe pomiarów unoszenia i zmącenia rzek są publikowane w pracach IMGW [5.5].

## 5.5. Charakterystyka hydrologiczna rzek Polski. Czasowa i przestrzenna zmienność przepływu

Cechą bilansu wodnego Polski, położonej na pograniczu klimatu oceanicznego i kontynentalnego, są niskie - w stosunku do krajów sąsiednich - opady atmosferyczne i niski odpływ przy jednocześnie wysokim parowaniu terenowym. Średnie roczne z wielolecia opady wahają się od ok. 500 mm na Kujawach do ponad 1500 mm w górach. Najwyższe opady występują w miesiącach letnich - od czerwca do sierpnia, najniższe zaś od stycznia do marca. Najwyższe odpływy występują w marcu i kwietniu i są spowodowane tajaniem śniegu. Okres niskich odpływów przypada najczęściej na wrzesień i październik oraz na miesiące zimowe.

Współczynnik odpływu, czyli stosunek odpływu do opadu, wynosi dla Polski 0,27 i jest znacznie niższy niż w większości sąsiednich rzek europejskich. Pozostała część opadu jest tracona głównie na parowanie i filtrację wgłębną. Potwierdza to niekorzystny charakter bilansu wodnego naszego kraju. Rzeki polskie charakteryzują się dużą zmiennością przepływów wyrażoną stosunkiem przepływu najniższego do najwyższego. Na rzekach górskich przepływ najniższy do najwyższego pozostaje w stosunku jak l do kilkuset, a na górnym Sanie nawet jak l do ponad 2000. W małych zlewniach górskich zmienność przepływów może być jeszcze większa. Na rzekach nizinnych, szczególnie pojezierza, stosunek ten jest znacznie mniejszy, nie przekracza l: 100.

Średni odpływ jednostkowy z terenu Polski wynosi 5,2 1/(s • km$^2$) i zawiera się w granicach od ok. 2 1/(s•km$^2$) na Kujawach do ponad 50 1/(s • km$^2$) wysokich górach (rys. 5.5). Udział odpływu półrocza zimowego z obszaru Polski w całkowitym dopływie rocznym stanowi 57% z tym, że np. w górskim dorzeczu Dunajca 42%, a w nizinnym dorzeczu Narwi ponad 60%.

Średnie niskie odpływy jednostkowe wynoszą od ok. 0,51/(s • km$^2$) lokalnie nawet 0,25 1/(s • km$^2$) środkowozachodniej części kraju, do ok. 3 1/(s-km$^2$) na Pojezierzu Mazurskim i pogórzu i ponad 6 1/(s • km$^2$) na Pojezierzu Pomorskim i w górach. W wysokich Tatrach średni minimalny odpływ jednostkowy przekracza 10 1/(s-km$^2$).

Najniższe dopływy w dorzeczu Odry i Warty wynoszą zaledwie 0,1 1/(s- km$^2$). Najwyższe odpływy jednostkowe obserwowane w czasie wezbrań przekraczają 1000 1/(s • km$^2$) w Tatrach i 500 1/(s • km$^2$) w Sudetach. Na pozostałej, przeważającej części obszaru kraju najwyższe odpływy jednostkowe wynoszą zwykle 100 — 200 1/(s • km$^2$).

Duża zmienność przepływu przysparza poważne trudności w wykorzystywaniu rzek i planowej gospodarce wodnej, która musi walczyć zarówno z brakiem, jak i nadmiarem wody. Stąd konieczność magazynowania wody w zbiornikach retencyjnych.

## 5.6. Operat wodnoprawny

Operat wodnoprawny jest to opracowanie, na podstawie którego terenowa władza wodna wydaje zezwolenie na korzystanie z wód zwane *pozwoleniem wodnoprawnym.* Operat sporządza się dla danego obiektu zgodnie z Zarządzeniem Ministra Rolnictwa z dnia 26 stycznia 1976 r. w sprawie wymagań, jakim powinien odpowiadać operat wodnoprawny (Monitor Polski Nr 6/1976 r. póz 32). Operat musi zawierać:

- charakterystykę zakładu, lokalizację, wielkość zakładu, znaki wodne;
- charakterystykę hydrologiczną rzeki, z zasobów której korzysta zakład;
- bilans wodny 'zakładu z określeniem wpływu gospodarki wodnej zakładu na wody powierzchniowe i podziemne.

## 5.7. Organizacja służby hydrometeorologicznej w Polsce

Obserwacjami zjawisk hydrometeorologicznych wraz z utrzymaniem podstawowej sieci obserwacyjnej oraz ich opracowywaniem zajmuje się w Polsce Instytut Meteorologii i Gospodarki Wodnej z centralą w Warszawie i swoimi oddziałami w Białymstoku, Gdyni (morski), Katowicach, Krakowie, Poznaniu, Słupsku, Warszawie i Wrocławiu. Zadaniem Instytutu w zakresie hydrologii i meteorologii jest w szczególności:
- prowadzenie systematycznych pomiarów i obserwacji w podstawowej sieci stacji i posterunków obserwacyjnych oraz pomiarowych;
- gromadzenie, przechowywanie i przetwarzanie materiałów pomiarowych oraz obserwacyjnych, krajowych i zagranicznych;
- udostępnianie materiałów obserwacyjnych i pomiarowych placówkom naukowym oraz jednostkom gospodarki narodowej;
- opracowywanie i rozpowszechnianie prognoz, ostrzeżeń w zakresie niezbędnym do osłony podstawowych dziedzin gospodarki narodowej i obronności państwa;
- prowadzenie prac naukowo-badawczych niezbędnych do prawidłowego działania służby pomiarowej i obserwacyjnej;
- prowadzenie prac naukowo-badawczych w zakresie hydrologii, meteorologii i gospodarki wodnej.

## 5.8. Publikacje hydrologiczne

Podstawą do określenia parametrów hydrologicznych rzeki w wyznaczonym przekroju są systematyczne notowania zjawisk hydrologicznych zachodzących w rzekach. Wyniki obserwacji są gromadzone, analizowane, przekazywane i publikowane w formie zbiorów danych (roczniki) i syntetycznych opracowań.

Podstawowe publikacje obejmują:

A. Roczniki wód powierzchniowych, tzw. *Roczniki Hydrologiczne.* które zawierają następujące dane hydrologiczne rzek:

l) charakterystykę zjawisk hydrologicznych na wodach powierzchniowych w danym roku;

2) hydrograficzny spis posterunków pomiarowo-obserwacyjnych;

3) stany wody,
- codzienne i charakterystyczne,
- charakterystyczne w przedziałach miesięcznych i rocznych;

4) przepływy codzienne i charakterystyczne;

5) przepływy rumowiska:
- codzienne i charakterystyczne unoszenie,
- codzienne i charakterystyczne wleczenie;

6) temperatury wody:
- codzienne i charakterystyczne,
- charakterystyczne w przedziałach miesięcznych, półrocznych i rocznych;

7) zjawiska sezonowe:
- zlodzenie,
- zarastanie;

8) podstawowe wskaźniki bilansu wodnego (opad, odpływ);

9) mapę poglądową rozmieszczenia posterunków pomiarowo-obserwacyjnych;

10) alfabetyczny spis posterunków pomiarowo-obserwacyjnych badanych rzek, kanałów, jezior i zbiorników. Tak więc roczniki zawierają nie tylko dane pochodzące z bezpośrednich obserwacji i pomiarów, lecz także obejmują fragmenty opracowań syntetycznych.

B. Roczniki pomiarów hydrometrycznych - stanowią drugi typ roczników obejmujących wyniki pomiarów przepływu i rumowiska rzecznego wykonane w danym roku. Roczniki te zawierają:
- zestawienie rzek w porządku alfabetycznym,
- wyniki pomiarów przepływu,
- wyniki wielopunktowych pomiarów rumowiska unoszonego.

C. Roczniki wód podziemnych - obejmują cztery podstawowe elementy reżymu wód podziemnych;
- wyniki pomiarów stanów wód podziemnych,
- pomiary wydajności źródeł,
- pomiary temperatury wód źródeł.

Omówione wyżej roczniki stanowią podstawowe źródło danych, niezbędnych jako materiał wyjściowy do dalszych analiz, prac studialnych i projektowych. Publikowane w rocznikach dane obejmują:
- ponad 600 posterunków i stacji wodowskazowych w dorzeczu Wisły,
- ponad 350 posterunków i stacji wodowskazowych w dorzeczu Odry,
- ponad 400 posterunków i stacji wodowskazowych rzek Przymorza.

Posterunki i stacje rejestrujące zjawiska hydrologiczne na rzekach obejmują zlewnie o różnej wielkości - od najmniejszych (rzędu A = 0,6 $km^2$ np. na rzece Sękówce w Gorlicach) do profilów ujściowych dużych rzek (rz. Wisła w Świbnie A = 194 422 $km^2$). Materiał obserwacyjny umożliwia w większości przypadków dobrać posterunek lub stację wodowskazową, której wskazania będą miarodajne dla rozpar-tywanego obiektu.

W razie trudności w uzyskiwaniu bezpośredniego materiału obserwacyjnego, charakterystyki hydrologiczne muszą być oszacowane metodami pośrednimi. Niezwykle cennym materiałem źródłowym są następujące syntetyczne publikacje IMGW: *Przypływy charkterystycz-ne rzek polskich z różnych okresów obserwacji* oraz *Atlas Hydrologiczny Polski* [5.3] (zawierający charakterystykę poszczególnych parametrów hydrologicznych rzek kraju).

Niezależnie od powyższych publikacji w IMGW jest do dyspozycji *Baza danych hydrologicznych*. Instytut na zamówienie może przygotować wydruki określonych charakterystyk hydrologicznych.

**Literatura do rozdziału 5**

5.1. Centralny Urząd Gospodarki Wodnej: *Zasady obliczania największych przepływów rocznych o określonym prawdopodobieństwie pojawienia się.* Warszawa, Wyd. Katalogów i Cenników 1969. 5.2^Dębski K.: *Hydrologia kontynentalna.* Warszawa, Arkady 1970.

5.3 Instytut Meteorologii i Gospodarki Wodnej: *Atlas hydrologiczny Polski.* Tl, T2. ) Warszawa, Wyd. Geologiczne 1983.
5.4 Instytut Meteorologu i Gospodarki Wodnej: *Podzial hydrologiczny Polski.* Warszawa, Wyd. Geologiczne 1983.
5.5. Instytut Meteorologii i Gospodarki Wodnej: *Roczniki hydrologiczne wód powierzchniowych.* Warszawa, Wyd. Geologiczne.
5.6. Instytut Meteorologii i Gospodarki Wodnej: *Roczniki wód podziemnych* Warszawa, „ Wyd. Geologiczne.
5.7. Instytut Meteorologii i Gospodarki Wodnej: *Przepływy charakterystyczne rzek Polski za lata 1950-1960.* Warszawa, Wyd Geologiczne.
5.8. Instytut Meteorologii i Gospodarki Wodnej: *Przepływy charakterystyczne rzek ' ^ Polski za lata 1951 -1970.* Warszawa, WKiŁ.

5.9. Instytut Meteorologii i Gospodarki Wodnej: *Wyniki pomiarów hydrometrycznych* - roczniki.
5.10. Kostrzewa H.: *Weryfikacja kryteriów i wielkości przeplywu nienaruszalnego dla rzek Polski.* IMiGW. Materiały badawcze. Warszawa 1977.
5.11. Lambor J.: *Hydrologia inżynierska.* Warszawa, Arkady 1971.
5.12. Pasiawski **Z.:** *Metody hydrometrii rzecznej*. Warszawa, WKiŁ 1973.
5.13. Stachy J.: *Reżym hydrologiczny rzek Polski. Podstawowe problemy współczesnej techniki.* T 24. Instytut Podstawowych Problemów Techniki PAN. Warszawa 1985.

# 6

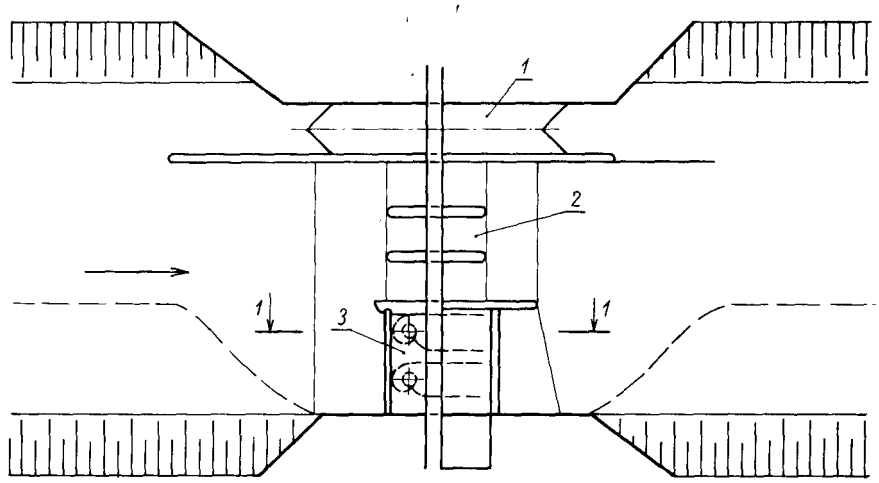
# Hydrotechniczne rozwiązania małych elektrowni wodnych (MEW)

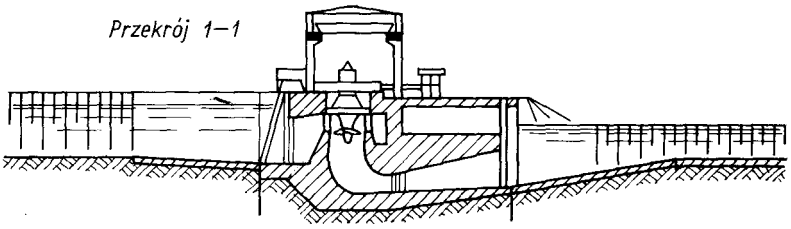
Hydrotechniczne rozwiązania MEW zależą od usytuowania budynku elektrowni względem budowli piętrzących i ich rodzaju oraz sposobu doprowadzenia wody do elektrowni Rozróżniamy elektrownie: przyjazowe, derywacyjne i przyzaporowe.

## 6.1. Elektrownie przyjazowe

Elektrownie przyjazowe są zwykle budowane obok jazu i stanowią element piętrzący (rys. 6.1.). Najczęściej spotyka sieje na rzekach nizinnych. Zaleca się, aby były usytuowane przy brzegu (prawym lub lewym) rzeki, dojazd zaś do płaszczyzny montażowej winien odbywać się od strony dolnej wody lub od ściany szczytowej budynku. Dzięki takiemu rozwiązaniu ułatwia się transport głównych urządzeń do elektrowni. Obok rozwiązań typowych (budynek z normalną halą maszyn) spotyka się także rozwiązania z obniżoną halą maszyn. Tutaj, do montażu urządzeń, w miejsce suwnicy, wykorzystuje się dźwig poruszający się po torach, który obsługuje jednocześnie górne i dolne zamknięcia remontowe elektrowni oraz jazu. Turbiny wodne w elektrowniach przyjazowych są czasami instalowane w filarach jazowych (tzw. *elektrownie filarowe).* Takie rozwiązanie pozwala na pewne oszczędności betonu oraz zapewnia korzystny, pod względem hydraulicznym, rozkład strug wody dopływającej do turbiny. Są one budowane rzadko, mimo swych zalet.

*PLAN*






Rys. 6.1. Elektrownia przyjazowa. / - śluza, *2* -jaz, *3* – elektrownia

Zasadniczą wadą tego typu elektrowni jest rozdzielenie turbozespołów na poszczególne filary jazowe powodujące uciążliwości w eksploatacji. Z innych rozwiązań należy wymienić elektrownie wbudowane w konstrukcję jazu - wówczas instalowane są turbozespoły rurowe o osi poziomej. Taki układ technologiczny został przyjęty w MEW na zbiorniku Sulejów na rzece Pilicy (moc instalowana - 2 x 1,8 MW). Urządzenia elektryczne związane z eksploatacją turbozespołów są umieszczone w prawym przyczółku jazu, z wyjątkiem transformatorów, które znajdują się na terenie rozdzielni napowietrznej 15 kV. Wyprowadzenie mocy z generatorów do transformatorów rozwiązano przy . użyciu kabli. Powoduje to duże trudności oraz znaczne koszty wynikające z długości tras kablowych i mostów szynowych.

## 6.2. Elektrownie z derywacją kanałową

Rozwiązania z derywacją kanałową są stosowane na tych odcinkach rzeki, na których występują zakola. Wówczas budowa kanału skraca naturalny bieg rzeki, pozwalając na uzyskanie większego spadu niż wynosi spiętrzenie na jazie.

W odróżnieniu od elektrowni przyjazowej, w skład układu technologicznego wchodzą tutaj, prócz budynku elektrowni, kanał dopływowy górny z ujęciem wody i kanał odpływowy odprowadzający wodę z elektrowni do koryta rzeki.

Ujęcie wody stanowi początkową budowlę derywacji kanałowej. Umożliwia ono pobór wody ze zbiornika i skierowanie jej do derywacji (kanału).

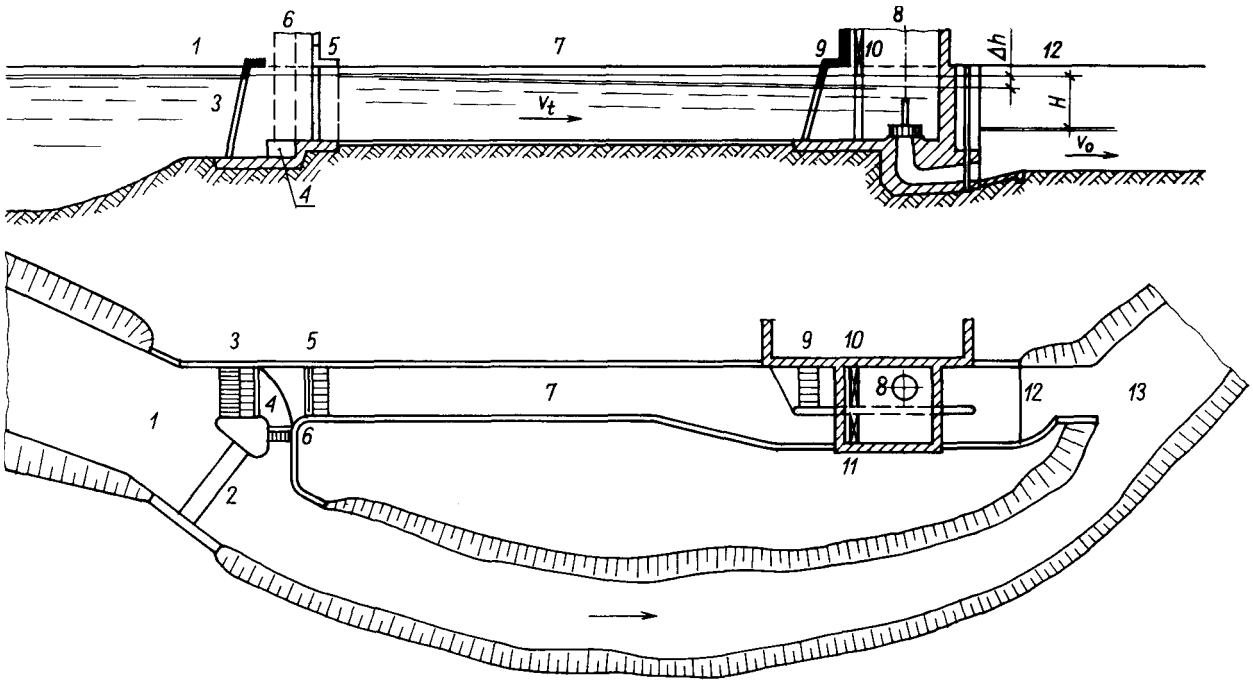
W celu niedopuszczenia do przenikania większych ilości rumowiska w obszar ujęcia stosuje się często urządzenia do jego zatrzymania i usuwania, np.:
- progi zatrzymujące rumowisko wleczone,
- urządzenia płuczące (kanały płuczące z zamknięciami). Ochronę przed pływającymi zanieczyszczeniami stanowi krata rzadka, do zatrzymania napływu lodu służy zaś ściana fartuchowa, zagłębiona poniżej minimalnego poziomu wody. Schemat układu technologicznego elektrowni z derywacją kanałową przedstawiono na rys. 6.2.

## 6.3 Elektrownie z derywacją rurociągową

Elektrownie z rurociągami ciśnieniowymi są stosowane wówczas, gdy spad przekracza 20 — 30 m i gdy budynek elektrowni jest oddalony od ujęcia wody. Istotny wpływ na układ technologiczny tego rozwiązania mają warunki regulacji turbozespołów. Ograniczają one bowiem długość rurociągu.

Wstępnie można przyjąć, że warunek regulacji jest spełniony wówczas, gdy suma iloczynów długości i prędkości przepływu wody w rurociągach, spirali i rurze ssącej jest mniejsza lub równa dwudziesto-pięciokrotnej wartości spadu *(H)* elektrowni wg zależności

Suma LV< 25 H

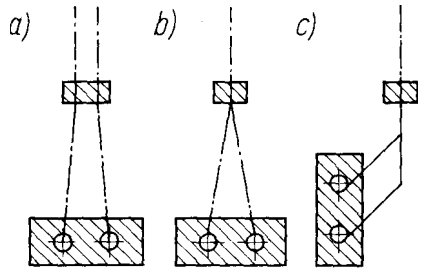



Rys. 6.2. Elektrownia wodna z derywacją kanałową, *l* - wlot do kanału, 2 -jaz piętrzący, 3 - kraty rzadJtie, *4* - kanał płuczący, 5 - zasuwa na wlocie do kanału, 6 - upust płuczący, 7 - kanał derywacyjny, 8 - budynek elektrowni, 9 - kraty gęste, *10* - zasuwy na wlocie do turbin, *11* -zasuwa na upuście ulgi, *12* -kanały odpływowe, *13* - wylot kanału do rzeki, vt,v0 - prędkości w kanale dopływowym i odpływowym, *H* - spad statyczny, *delta h* - straty hydrauliczne w kanale

W skład układu technologicznego wchodzą:

- ujęcie wody ze zbiornika lub kanału,
- rurociąg ciśnieniowy,
- budynek elektrowni,
- kanał odpływowy.

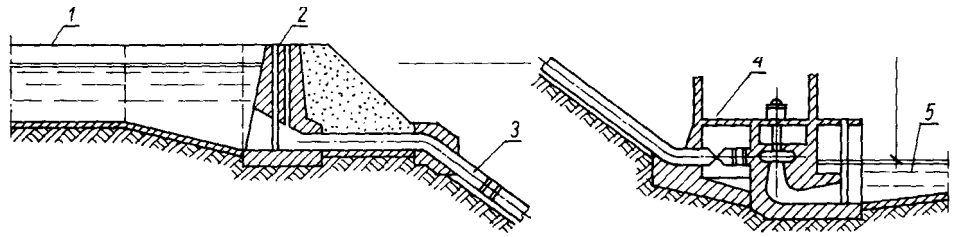
Opis wymienionych elementów podano w rozdz. 7, 8, 15. Usytuowanie elektrowni z derywacją rurociągową przyjmuje się zwykle prostopadle do trasy rurociągu. W elektrowniach z rurociągami wysokociśnieniowymi umieszcza się je równolegle do trasy **ze** względu na ochronę przed zniszczeniem budynku w przypadku awarii (pęknięcia) rurociągu, w wyjątkowych zaś przypadkach lokalizuje się budynek na drugim brzegu rzeki Doprowadzenie wody do elektrowni może odbywać się do każdego turbozespołu osobnym rurociągiem lub jednym rurociągiem z rozgałęzieniem do każdej turbiny, rys, 6.3. Indywidualne doprowadzenie wody jest korzystne **ze** względów eksploatacyjnych, gdyż zmniejsza to możliwość przestoju elektrowni w przypadku remontu lub awarii rurociągu.




Rys. 6.3. Doprowadzania rurociągów do turbin: a) czołowe indywidualne, b) z rozgałęzieniem, c) boczne z rozgałęzieniem

## 6.4. Elektrownie z derywacją mieszaną kanałowo-rurociągową

Układ elektrowni kanałowo-rurociągowej jest stosowany wówczas, gdy trasa derywacji jest bardzo długa, a warunki terenowe pozwalają na częściowe jej wykonanie w postaci kanału otwartego, rys. 6.4. Kanał otwarty doprowadza wodę do ujęcia wody skąd, dalej, rurociągiem ciśnieniowym do elektrowni. Przed ujęciem wody, względów hydraulicznych, kanał jest poszerzony i pogłębiony.



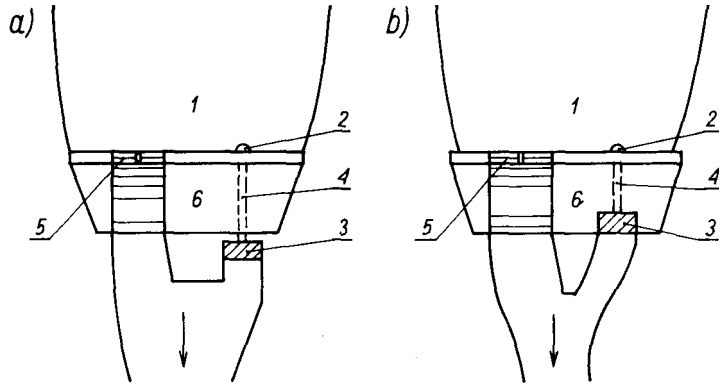

Rys. 6.4. Elektrownia z derywacją mieszaną, *l* - kanał doprowadzający, 2 - ujęcie wody, *3* - rurociąg, *4* - elektrownia, 5 - kanał odpływowy

## 6.5. Elektrownie przyzaporowe

Elektrownie przyzaporowe są budowane przy spadach 30 —100 m. Pod względem konstrukcyjnym mogą być zupełnie oddzielone od zapór, posadowione na fundamencie wspólnym z zaporami lub wkomponowane w profil zapory i tworzące z nią jedną całość. Elektrownia jest połączona ze zbiornikiem rurociągami umieszczonymi w korpusie zapory. Wloty do rurociągów są zaopatrzone w urządzenia zamykające.

Usytuowanie elektrowni pokazano na rys. 6.5. Układ przedstawiony na rys. 6.5 a jest układem klasycznym, najczęściej stosowanym.

Względy terenowe (brak miejsca u stóp wysokich zapór w wąskich dolinach górskich), jak również względy architektoniczne wymagają zastosowania innych rozwiązań, np. wbudowanie budynku elektrowni w sekcje zapory, rys. 6.5b (elektrownia Rożnów) lub korpus zapory pod przelewami (elektrownia Ślapy w Czechosłowacji).



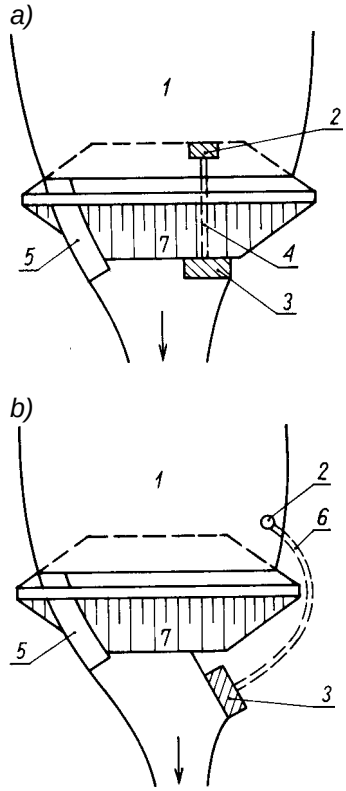

Rys. 6.5 Usytuowanie elektrowni przy zaporach betonowych: a) układ klasyczny, b) układ z elektrownią w **sekcji** zapory, *l* - zbiornik, 2 - ujęcie wody, *3* - elektrownia, *4* - rurociąg, 5 - przelew, 6 - **zapora**

Elektrownie przy zaporach ziemnych pokazano na rys. 6.6.a i rys. 6.6b. W obu układach występują:

- ujęcie wody,
- doprowadzenie wody do elektrowni,
- budynek elektrowni.

W układzie jak na rys. 6.6a rurociąg ciśnieniowy jest przeprowadzony przez korpus zapory ziemnej i może być zalecany dla niższych spadów (do 30 m) i zapór jednorodnych. Zaletą tego rozwiązania jest krótki odcinek derywacji - zjawiska uderzenia hydraulicznego nie są tu groźne. Do trudności natomiast należy zaliczyć możliwość nierównomiernych osiadań korpusu zapory, co ujemnie wpływa na posadowienie rurociągu.

Prowadzenie rurociągów stalowych bezpośrednio w korpusie zapory stwarza niebezpieczeństwo jej uszkodzenia w przypadku awarii rurociągu. Dlatego też rurociągi te albo układa się w galerii żelbetowej, umożliwiającej kontrolę bieżącą, albo obetonowuje. Rozwiązanie takie zostało przyjęte w Elektrowni Jeziorsko. Ujęcie wody jest wkomponowane w korpus zapory ziemnej. Jest to ujęcie dwuwiotowe typu wieżowego, wyposażone w kraty, zastawki remontowe i zasuwy awaryjne z napędem hydraulicznym. Wloty przechodzą w dwa rurociągi stalowe w obudowie żelbetowej biegnące pod korpusem zapory.



Rys. 6.6. Usytuowanie elektrowni przy zaporach ziemnych: a) układ z doprowadzeniem rurociągiem ciśnieniowym, b) układ z doprowadzeniem wody sztolnią obiegową, *l* - zbiornik, 2 - ujęcie wody, *3* - elektrownia, *4* - rurociągi ciśnieniowe, 5 - przelew powierzchniowy, 6 - sztolnia ciśnieniowa, 7 - zapora ziemna

Średnica rurociągu wynosi 2,8 m, długość pojedynczej nitki ok. 70 m. Rurociągi stanowią konstrukcję zespoloną. Współpracę pancerza stalowego z obudową żelbetową zapewnia system kotew. Spad statyczny ok. 10 m, przełyk trubin 2 x 35 m3s.

W MEW Klimówka na rzece Ropie (N, ~ l MW, *Hmax =33 m)* woda w ilości max 4 m3s jest doprowadzona do turbiny rurociągiem stalowym ułożonym w galerii betonowej, umożliwiającej dostęp do konserwacji i remontu przewodu ciśnieniowego. Galeria przecina korpus zapory ziemnej i jest prowadzona równolegle do spustu dennego służącego do odprowadzania wody powodziowej i opróżnienia zbiornika.

W układzie jak na rys. 6.6b woda jest doprowadzona do turbin wodnych sztolnią ciśnieniową, usytuowaną w obszarze przyczółka zapory. Rozwiązanie takie jest stosowane przy budowie zbiorników w rejonach górskich, gdy w podłożu i w brzegach doliny zalegają skały. Trasa sztolni nie przecina korpusu zapory, co nie stwarza zagrożenia dla bezpieczeństwa zapory w przypadku nieszczelności doprowadzenia. Taki sposób doprowadzenia wody został przyjęty w projekcie MEW Dobczyce na rzece Rabie. Składa się z następujących obiektów:

- ujęcia wody typu wieżowego,
- sztolni ciśnieniowej o średnicy 2,4 m,
- krótkiego odcinka rurociągu stalowego,
- budynku elektrowni o mocy 3,5 MW (2 turbozespołów),
- kanału odpływowego.

Maksymalny spad wynosi 28 m. Długość sztolni ok. 13' obudowa wewnętrzna żelbetowa o grubości śr. 40 cm. Sztolnię z' wnią łączy rurociąg stalowy obetonowany o długości ok. 30 m, w pochyleniu max. 75° do poziomu. Komora wyrównawcza przy zastosowanych parametrach sztolni ciśnieniowej (ZŁ = 150 m;
*Vmw* = 3,3 m/s; Hmax = 30 m) nie jest potrzebna.

**Literatura do rozdziału 6**

6.1. Ambrożewski Z. i inni: *Monografia zbiornika wodnego* Sute/ów. Warszawa, WKiŁ 1980.
6.2. Balcersk; W. i inni: *Budowle wodne Śródlądowe.* Warszawa, Arkady 1969.
6.3. Keyl, Hackert: *Wasserkraftmaschmen wid Wasserkraftaniagen,* Lipsk 1951. "'5A) Laski A.: *Elektrownie wodne — rozwiązania i dobór parametrów.* Warszawa, WNT 1971.

# 7

# Budowle wodne

## 7.1. Określenie kategorii budowli wodnych i wymagań techniczynch

W zależności od wielkości obiektu, efektów gospodarczych i czasu użytkowania został ustalony podział budowli wodnych na cztery klasy ważności: I, II, III, i IV. Klasyfikację głównych budowli wodnych przedstawiono w tabl. 7.1. Małe elektrownie wodne ze względu na wielkość ich mocy (Nma, ^C 5000 kW) należy zaliczyć do klasy IV, względnie klasy III, gdy wskaźnikiem decydującym będzie wysokość piętrzenia *(H* ^5 m).

**Tablica 7.1. Klasyfikacja równych budowli wodnych**

| Lp. | Określenie budowli | Opis wskaźnika | Klasa budowli | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|
| | | | I | II | III | IV |
| | | | wielkość wskaźnika | | | |
| l. | Budowle piętrzące | wysokość | | | | |
| | - ziemne i betonowe posadowienia na skale | piętrzenia w m | powyżej 80 | 40-80 | 10-40 | poniżej 10 |
| | - ziemne nie posado wione na skale | w m | powyżej 40 | 20-40 | 5-20 | poniżej 5 |
| | - betonowe nie posado wione na skale | w m | powyżej 25 | 20-25 | 5-20 | poniżej 5 |

**Tablica 7.1. (c.d.)**

| -P. | Określenie budowli | Opis wskaźnika | Klasa budowli | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|
| | | | I | II | III | IV |
| | | | wielkość wskaźnika | | | |
| 2. | Budowle wodne do ce lów energetycznych | moc insta lowana, w MW | powyże 250 | 70-250 | 20-70 | poniżej 20 |
| 3. | Budowle wodne do me lioracji podstawowych | obszar na wadniany lub odwad niany, w ha | powyże 15000 | 2000-15000 | 500-2000 | poniżej 500 |
| 4. | Budowle wodne słu żące do celów ochrony przed zalewem (waty przeciwpowodziowe, zapory boczne, pom-" pownie, śluzy wałowe) | obszar chroniony, w ha | powyże 50000 | 20000-50000 | 1000-20000 | poniżej 1000 |
| 5. | Budowle wodne służą | klasa | - | I | U-III | IV-V |

| | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|
| | ce do celów ruchu i transportu wodnego na drogach wodnych śródlądowych | drogi wodnej | | | | |
| 6. | Obiekty i doprowadze nia służące do ujęcia śródlądowych wód po wierzchniowych do ce lów przemysłowych | - | Klasa I lub II zależnie od skutków przerwy w pracy urządzeń | | | |

Klasa głównych budowli wodnych, ustalona jako III lub IV, powinna być zwiększona o jeden stopień wówczas, gdy zniszczenie tych budowli może mieć katastrofalne skutki dla terenów o wysokiej kulturze rolnej lub gdy podobne skutki wystąpić mogą dla większych osiedli i zakładów przemysłowych o znaczeniu regionalnym (klasa nie niższa niż II). Jeśli zniszczenie tych budowli mogłoby spowodować zagrożenie dla zakładów przemysłowych o kluczowym znaczeniu dla gospodarki narodowej, to - według przepisów - główne budowle wodne nie mogą być zaliczane do klasy niższej niż I.

Ustalenie skutków możliwej katastrofy powinno być dokonane dla budowli piętrzącej wodę ponad teren powyżej 2,0 m.

Wymagania techniczne związane z przedstawioną klasyfikacją głównych budowli odnoszą się do:
- wymiarowania konstrukcji ziemnych i betonowych (żelbetowych) poprzez zmienne współczynniki pewności;
- ustalenia prawdopodobieństwa występowania przepływów miarodajnych i kontrolnych i warunków ich przepuszczenia przez otwory przelewowe i spustowe;
- wielkości wzniesienia korony budowli nad poziomem piętrzenia wynikającego z warunków eksploatacji obiektu;
- wyposażenia budowli wodnych w zamknięcia główne, służące do regulowania przepływów i zamknięcia remontowe oraz sposób manewrowania mechanizmami napędowymi;
- ochrony obszarów obiektów znajdujących się w zasięgu wpływu budowli wodnych.

Wymagania techniczne omówiono szczegółowo w przpisach [7.15] dotyczących warunków technicznych, którym powinny odpowiadać obiekty inżynierskie i urządzenia techniczne gospodarki wodnej z zakresu budownictwa hydrotechnicznego. Poniżej, w tabl. 7.2 — 75 podano tylko ważniejsze z nich.

**Tablica 7.2. Współczynniki pewności budowli wodnych**

| Rodzaj obciążeń | Współczynniki pewności dla klasy budowli | | | |
|---|---|---|---|---|
| | I | II | III | IV |
| zasadnicze | 1,3 | 1,2 | 1,15 | 1,1 |
| wyjątkowe | 1,1 | 1,1 | 1,05 | 1,05 |

Wielkie wody podczas powodzi powinny być przepuszczone przez otwory przelewowe w ilości co najmiej 60% przepływu miarodajnego. Pozostałą część wody powinny przyjąć otwory pracujące pod ciśnieniem (spusty) oraz budowle przystosowane do przepuszczenia wód jak: elektrownie, śluzy żeglugowe, ujęcia itp. Otwory upustowe w elektrowniach należy traktować tak, jak otwory jazowe, tzn. przyjmować, że

**Tablica 7.3. Prawdopodobieństwo występowania przepływów maksymalnych zapewniających bezpieczeństwo budowli wodnych**

| Lp. | Rodzaj budowli | Przepływy | Prawdopodobieństwo występowania przepływu *p* (%) | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|
| | | | klasa budowli | | | |
| | | | I | II | III | IV |
| l. | Budowle piętrzące ziemne i narzutowe przy piętrzeniach ponad 10 m na terenach nizinnych i ponad 3 m na terenach górskich | miarodajne<br>kontrolne | 0,1<br>0,02 | 0,3<br>0,05 | 0,5 0,2 | 1,0 0,5 |
| 2. | Budowle nie wymienione w póz. l | miarodajne<br>kontrolne | 0,5 0,1 | 1,0<br>0,3 | 2,0 0,5 | 3,0 1,0 |

**Tablica 7.4. Warunki przepuszczania wielkich wód przez otwory przelewów i spustów oraz turbin**

| Ogólna liczba zainstalowanych: | | Liczba nie uwzględniona w obliczeniach | |
|---|---|---|---|
| spustów | turbin | spustów | turbin |
| 1-3 | - | l | - |
| 4-6 | - | 2 | - |
| 7-9 | - | 3 | - |
| - | l- 5 | - | l |
| - | 6-10 | - | 2 |
| - | 11-15 | - | 3 |

**Tablica 7.5. Bezpieczne wzniesienie korony zapór nad obliczeniowym poziomem piętrzenia**

| Lp. | Rodzaj zapory | Warunki eksploatacji | Bezpiczne wzniesienie korony, w m | | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | | nad poziomem statycznym | | | | nad obliczeniowym poziomem włączania się fali | | | |
| | | | l | II | III | IV | I | II | III | IV |
| l. | Ziemna i narzutowa | normalny poziom piętrzenia | 2,0 | 1,5 | 1,0 | 0,7 | 0,7 | 0,5 | 0,5 | 0,5 |
| 2. | Ziemna i narzutowa | przepływ wód mia | 1,3 | 1,0 | 0,7 | 0,5 | 0,5 | 0,3 | 0,3 | 0,3 |

| | | | | | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | rodajnych | | | | | | | | |
| 3. | Betonowa, żelbetowa, kamienna | normalny poziom piętrzenia | 1,5 | 1,0 | 0,7 | 0,4 | 0,5 | 0,4 | 0,4 | 0,4 |
| 4. | Betonowa, żelbetowa, kamienna | przepływ wód mia rodajnych | 1,0 | 0,7 | 0,5 | 0,3 | 0,3 | 0,2 | 0,2 | 0,2 |

wszystkie są czynne. Przy przejściu przepływu kontrolnego należy przyjąć, że czynne będą wszystkie urządzenia przystosowane do przepuszczenia wielkich wód.

Dla zapór ziemnych i narzutowych wszystkich klas przyjmuje się bezpieczne wzniesienie korony nad poziomem wody przy przepływach kontrolnych wynoszące 0,30 m. Falowania przy przepływach kontrolnych można nie uwzględniać.

## 7.2. Budowle piętrzące ziemne - zapory ziemne

Zapory ziemne są to budowle, w których główny masyw zapewniający ich stateczność jest wykonany z zagęszczonego gruntu. Korpus zapory, o przekroju poprzecznym zbliżonym do trapezowego, składa się z następujących elementów:

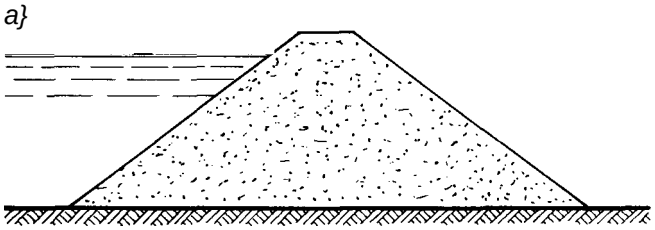
- nasypu statycznego (korpusu zapory);
- elementów uszczelniających (rdzenia, ekranu powierzchniowego);
- drenaży - ujmujących wodę filtrującą przez nasyp i podłoże;
- warstw przejściowych i filtrów odwrotnych.

Istnieje wiele typów zapór ziemnych. I tak rozróżnia się:

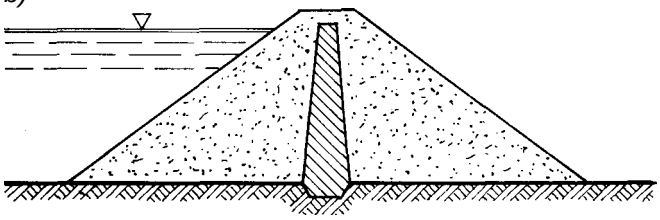
a) ze względu na lokalizację i warunki pracy

- zapory czołowe - przegradzające dolinę (koryto) rzeki w celu utworzenia zbiornika lub podniesienia zwierciadła wody;
- zapory boczne - chroniące obszary depresyjne wzdłuż zbiornika:

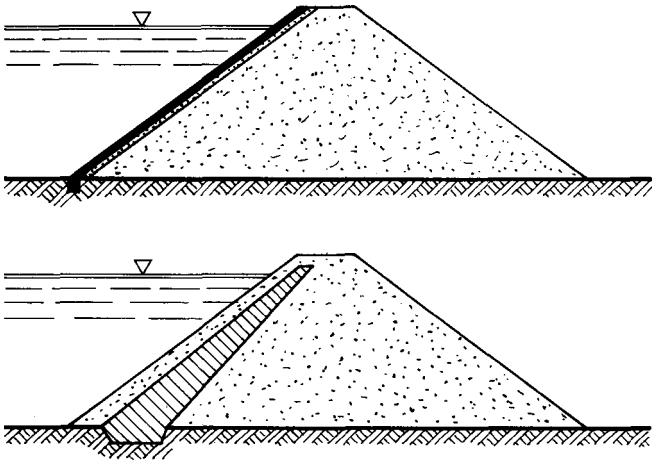
*a}*



*b)*



C i D



Rys. 7.1. Podział zapór ze względu na konstrukcję: a) zapora jednorodna, b) zapora z rdzeniem gruntowym, c) zapora z ekranem uszczelniającym, d) zapora z rdzeniem pochyłym

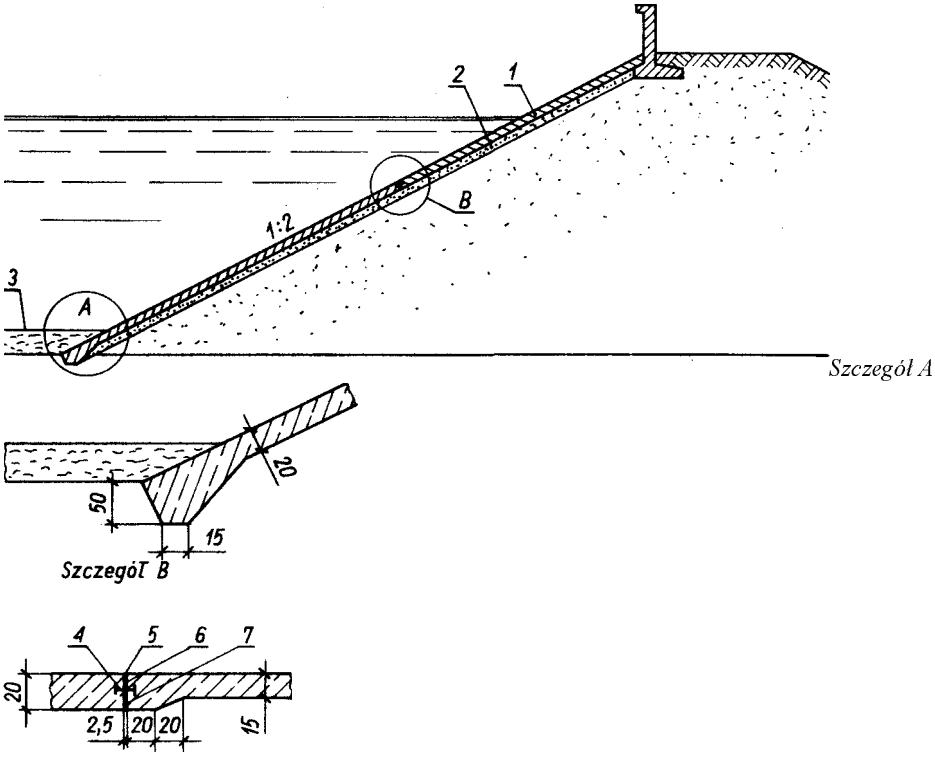
b) **ze** względu na konstrukcję
- zapory bez elementów uszczelniających (jednorodne) - rys 7.1a;
- zapory z elementami uszczelniającymi (z rdzeniem gruntowym lub ekranem gruntowym i niegruntowym) - rys. 7b, c, d;

c) ze względu na technologię wykonania
- zapory sypane zagęszczone mechanicznie;
- zapory namywne - wykonywane metodą hydrauliczną.

Zapory niskie, do 10 m, są wykonywane bardzo często jako jednorodne. Zapory z elementami uszczelniającymi są stosowane wówczas, gdy konieczne jest:
- zmniejszenie strat filtracyjnych (np. zapory stanowiące obwałowania zbiorników sztucznych);
- wykluczenie niekorzystnych zmian w gruncie korpusu zapory na skutek działania sufozji.

W zaporach ziemnych i narzutowych, piętrzących wodę do celów energetycznych, są najczęściej stosowane niegruntowe uszczelnienia skarpowe a to ze względu na prostsze ich wykonanie (ekrany układane są po zakończeniu nasypu statycznego). Zapory z gruntowym uszczelnieniem skarpowym, ze względu na trudności ich wykonania oraz możliwości powstawania zsuwów w okresie budowy, nie są w naszych warunkach zalecane. Do najczęściej stosowanych uszczelnień niegruntowych skarpowych zalicza się żelbetowe i asfaltobetonowe (ekrany), ostatnio zaś powłoki z folii polimerowych. Ekrany te, ułożone na skarpie odwodnej, spełniają jednocześnie funkcję ochrony skarpy przed falowaniem (za wyjątkim powłok foliowych).

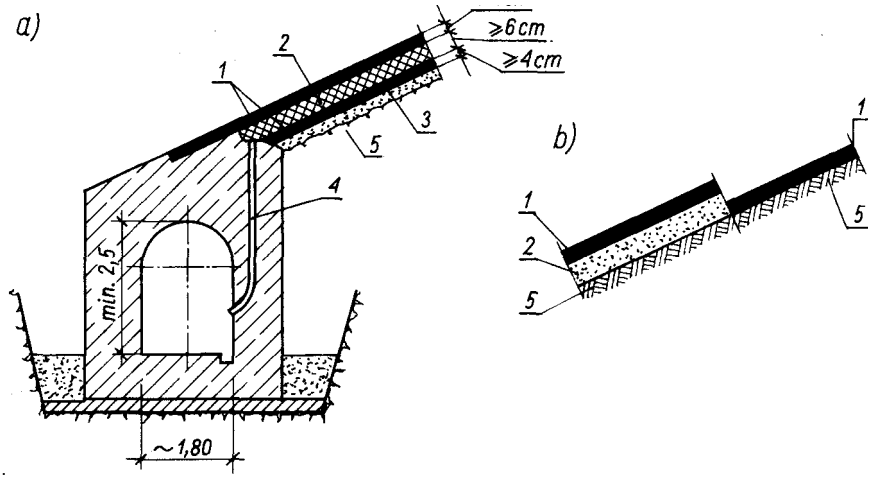
**Ekrany żelbetowe** (rys. 7.2 ) w okresie powojennym były stosowane jako uszczelnienie niskich zapór nizinnych i bocznych obwałowań zbiorników (zapory w Przeczycach, Głębinowie, Czańcu, na obwałowaniach w cofce zb. Tresna i innych). Były to konstrukcje złożone z jednej warstwy płyt żelbetowych na podsypce. Grubość płyt 12 —15 cm; zbrojenie płyt siatką w obu kierunkach z prętów 0 10 — 12 mm, minimalna ilość stali zbrojeniowej 0,3 —0,5 %. Wymiary płyt w planie nie powinny przekraczać 6 m wzdłuż warstwie i 15 m wzdłuż linii maksymalnego spadku dla płyt betonowanych w jednym cyklu (bez przerw skurczowych).




Rys. 7.2. Ekrany żelbetowe skarpy odwodnej. *1* - płyty betonowe zbrojone w osi siatką z prętów 0 10 co 25 cm, 2 - podsypka żwirowa grub. 30 cm, *3* - fartuch z gliny, *4* - taśma PCW, 5 - korek betonowy, *6* - masa zalewowa, 7 - deska

Szczeliny dylatacyjne pomiędzy płytami powinny być zamknięte. Zaleca się stosowanie taśm z tworzyw sztucznych. Przy małych piętrzeniach, do 5 m, można stosować deski drewniane i uszczelniające masy zalewowe (kit asfaltowy - Abizol KF lub inny materiał o podobnych właściwościach).

**Ekrany asfaltobetonowe** (rys. 7.3) znalazły szerokie zastosowanie w budownictwie wodnym. Charakteryzują się bowiem dużą szczelnością (praktycznie wodonieprzepuszczalne), są mało wrażliwe na niewielkie ruchy spowodowane osiadaniem zapory, a przede wszystkim mają zdolność plastycznego odkształcania się bez utraty szczelności. Asfaltobeton stanowi mieszaninę asfaltu, wypełniacza mineralnego i kruszywa. Składniki miesza się w temp. 180°C i układa na gorąco warstwami zagęszczanymi za pomocą walców wibracyjnych. Skład asfaltobetonu ustala się metodą laboratoryjną, zależnie od funkcji jaką ma spełniać (warstwa szczelna, drenażowa,




podkładowa).

Rys. 7.3. Ekrany asfaltobetonowe: a) ekran dwuwarstwowy, b) ekran jednowarstwowy. *l* - warstwy szczelne ekranu, 2 - warstwa drenażowa, 3 - warstwa wyrównawcza, *4* - odprowadzenie wody, 5 - podłoże

Poniżej podano skład asfaltobetonów (zalecanych do stosowania w budownictwie wodnym wg opracowań Centralnego Ośrodka Badawczo-Rozwojowego Budownictwa Hydrotechnicznego „Energo-PoF).

Dla asfaltobetonów na warstwy szczelne stosuje się:

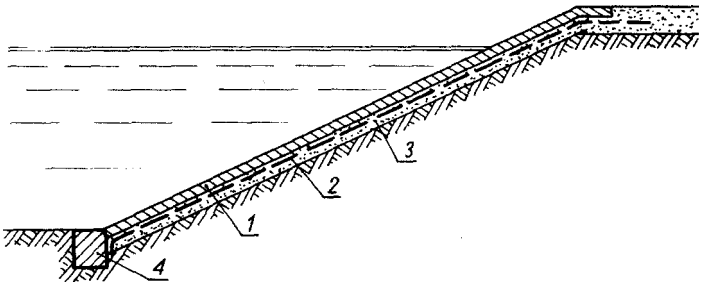
- asfalt drogowy D-70 o zawartości parafiny max 2%, w ilości 7—8% całkowitej masy asfaltobetonu;
- kruszywo o maksymalnych ziarnach -12/16 mm i zawartości ziarna > 2 mm minimum 40%;
- wypełniacz mineralny (ziarno <0,075 mm) w ilości 9 —11%.

Dla asfaltobetonów gruboziarnistych na warstwy drenażowe stosuje się:

- asfalt drogowy D-70 w ilości do 5% całkowitej masy asfaltobetonu;
- kruszywo - grys o maksymalnych ziarnach 25 mm;
- wypełniacz mineralny w ilości 5 —14%.

Ekrany asfaltobetonowe składają się z jednej warstwy szczelnej i jednej warstwy drenażowej lub z dwóch warstw, przedzielonych warstwą drenażową. Grubość poszczególnych warstw zależy od wysokości piętrzenia, parametrów technologicznych sprzętu, stopnia wyrównania i nośności podłoża oraz od rodzaju masy mineralno-asfaltowej. Warstwy szczelne mogą być wkonane z asfaltu lanego układanego na dnie i łagodnie nachylonych skarpach (nie bardziej stromych niż l: 3). Asfalt lany układa się przez wylewanie i rozprowadzenie ręczne lub mechaniczne bez zagęszczenia.

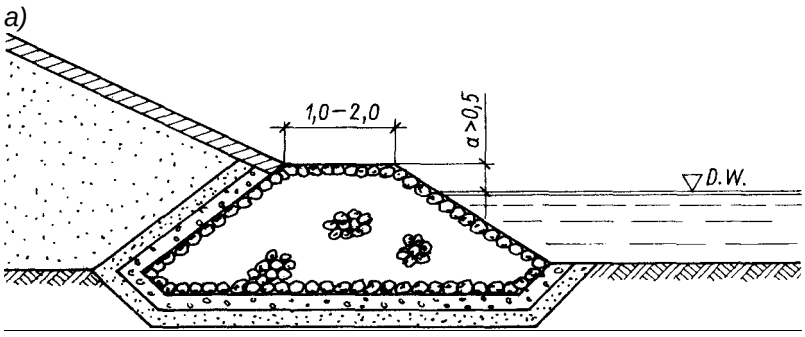
Coraz częściej do uszczelnień zbiorników wodnych i zapór są stosowane folie polimerowe (rys. 7.4). Najwyższą zaporą dotychczas uszczelnioną w ten sposób jest zapora ziemno-narzutowa Mission w Kanadzie (wysokość 61 m). Stosowane są folie o grubości g>0,2 mm (maksymalna grubość - 2 mm).

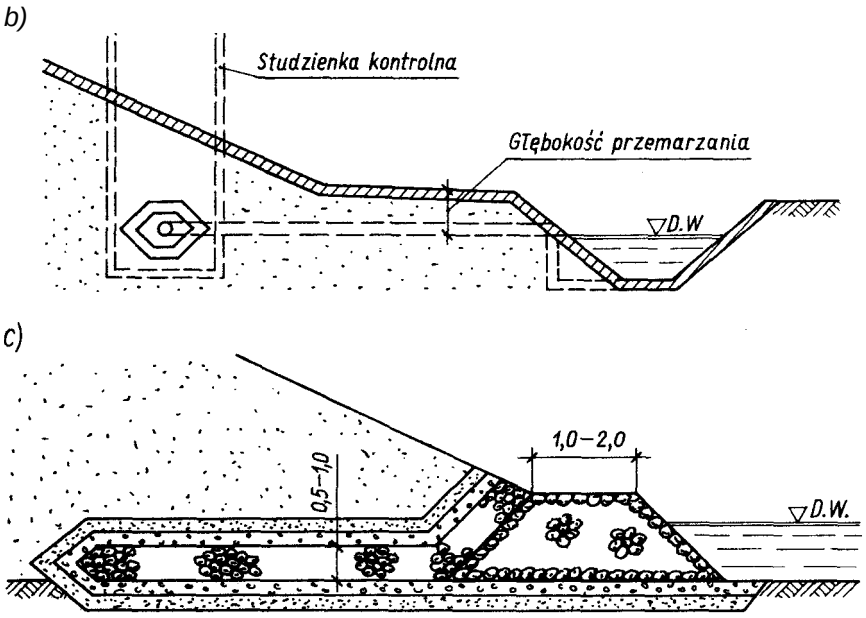



Rys. 7.4. Umocnienie skarpy odwodnej płytami betonowymi na włókninie, *l* - płyty betonowe, *2* - włóknina (folia gr ^ l mm), *3* - warstwa wyrównawcza, *4* - krawężnik betonowy

Folia może być układana bezpośrednio na skarpie, na warstwie podsypki, przekładce z włókniny lub betonie. Wyklucza się układanie jej bezpośrednio na gruntach kamienistych. Folie polimerowe łączy się przez klejenie, zgrzewanie i wulkanizowanie (folie butylowe). Skarpy budowli narażonych na falowanie, działanie lodu itp. należy chronić płytami betonowymi lub narzutem kamiennym ułożonym na warstwie drenażowej.

**Drenaże, warstwy przejściowe** (rys. 7.5) - są stosowane w zaporach i ich podłożu w celu obniżenia położenia linii depresji oraz ujęcia i odprowadzenia wód przesiąkowych z korpusu i podłoża. Zwykle są wykonywane u stopy skarpy odpowietrznej w postaci:






Rys. 7.5. Drenaż stopy skarpy odpowietrznej zapory: a) pryzma drenażowa, b) drenaż rurowy, c) drenaż piaski wewnętrzny

- pryzmy kamiennej (najpewniejszy typ odwodnienia skarpy odpowietrznej);
- drenażu płaskiego poziomego w styku korpusu i podłoża;
- drenażu rurowego, stosowanego w zaporach niskich.

Drenaże kamienne są układane w postaci pryzmy z trwałego kamienia.

Minimalne wymiary pryzmy: szerokość korony 1,0 m; pochylenie skarp od strony nasypu l: 1,25; od strony odpowietrznej l: 1,5. Drenaż powinien być chroniony warstwami przejściowymi dobranymi według zasad projektowania filtrów odwrotnych. Grubość każdej warstwy ochronnej min. 0,2 m przy ich wykonywaniu na sucho i 0,5 m przy układaniu pod wodą. Drenaże płaskie poziome są wykonywane z kamienia, grubość warstwy 0,5 — 1,0 m (w zaporach niskich 0,3 m) chronione filtrami odwrotnymi, drenaże rurowe zaś - z perforowanych rur betonowych, żelbetowych, azbestocementowych, ceramicznych i innych o średnicy rur min. 0,3 m (dla zapór o piętrzeniu ponad 15 m —0,5 m). Rury drenażowe chroni się warstwami przejściowymi (filtrami odwrotnymi).

Na przewodach drenażowych instaluje się studzienki kontrolne w odległościach nie większych niż 50 m oraz na poziomych i pionowych załamaniach trasy.

**Filtry odwrotne** - chronią korpus zapór ziemnych przed tzw. *zjawiskiem sufozji,* zachodzącym podczas filtracji wody w gruntach a polegającym na wynoszeniu drobniejszych, a w dalszym ciągu procesu również i grubszych ziaren gruntu. Najbardziej narażone na powstawanie sufozji są te części gruntu poddanego filtracji, gdzie woda wypływa na powierzchnię lub do gruntu o grubszym uziarnieniu, a więc tam gdzie występują największe gradienty hydrauliczne.

Ochronę przed szkodliwym działaniem filtracji można uzyskać stosując warstwy gruntu o odpowiednim uziarnieniu *tzw. filtry odwrotne.* Uziarnienie filtru powinno być tak dobrane, aby ziarna nie przenikały do drenażu a filtr nie był kolmatowany (zamulany) drobnymi cząstkami wyniesionymi z gruntu chronionego. Kryterium przydatności gruntu stosowanego na filtry odwrotne podał Terzaghi w następującej postaci:

$$\frac{D_{15}}{d_{15}} \geqslant 4; \qquad \frac{D_{15}}{d_{85}} \leqslant 4 \qquad (7.1)$$

gdzie: Z?i5 - średnica, w mm, ziaren gruntu filtru, których zawartość wraz z mniejszymi wynosi 15%; *d^y d^* - średnica, w mm, ziaren gruntu chronionego, których zawartość wraz z mniejszymi wynosi odpowiednio 15%, 85%.

W miarę rozwoju mechaniki gruntów, przede wszystkim techniki budowy zapór ziemnych, wprowadzono wiele uzupełnień do warunków Terzaghiego.

W tablicy 7.6 podano porównanie warunków doboru gruntów na filtry odwrotne wg ośrodków naukowych St. Zjednoczonych i Terzaghiego.

**Tablica *16* Warunki doboru gruntów na filtry odwrotne**

| Warunek | Wg Terzaghiego | Wg Corps of Engineers | Wg Bureau of Reclamation |
|---|---|---|---|
| $\frac{D_{15}}{d_{15}}$ | $\geqslant 4$ | $4 \div 20$ | $12 \div 40$ grunt dobrze uziarniony |
| $\frac{D_{15}}{d_{85}}$ | $\leqslant 4$ | $\leqslant 5$ (grunt o $U < 5$) | – |
| $\frac{D_{50}}{d_{50}}$ | – | $< 25$ | $5 \div 10$, dla gruntów o $U < 5$ $12 \div 58$ dla gruntów dobrze uziarnionych |
| uziarnienie | – | krzywe uziarnienia filtru i gruntu chronionego w przybliżeniu równoległe | krzywe uziarnienia filtru i gruntu chronionego w przybliżeniu równoległe |
| zagęszczenie $D_r$ | $\geqslant 0{,}7$ | dobrze zagęszczony | $\geqslant 0{,}75$ |

K-orpus zapory może być wykonany z każdego rodzaju gruntu nie zawierającego:
- części ograniczonych w ilości nie większej niż 3% (wagowo);
- części rozpuszczalnych w wodzie w ilości nie większej niż 5%;
- zanieczyszczeń w postaci różnego rodzaju odpadów, gruzu, części roślinnych i innych materiałów.

Nie zaleca się stosowania: torfów, namułów, pyłów oraz gruntów lessowych. Na korpus zapór sypanych, nie mających elementów szczelnych, najodpowiedniejszymi są grunty piaszczysto-gliniaste lub żwirowo-gliniaste, zawierające 6 —20% frakcji pyłowej, charakteryzujące się wskaźnikiem różnoziamistości

U = d60/d10>6

co gwarantuje łatwą zagęszczalność.

Nasypy wykonywane są warstwami poziomymi o stałej grubości. Nachylenie warstw w kierunku podłóżnym nasypu nie powinno przekraczać 10%, zaś w kierunku poprzecznym dla gruntów sypkich 5%, a dla gruntów spoistych ok. 4%.

Grunt rozłożony równomiernie w warstwie do zagęszczenia powinien mieć wilgotność naturalną:
- **dla gruntów sypkich** *Wn* > 0,7 *Wopt;*
- dla gruntów spoistych *Wn* - w granicach 0,95 — 115 *Wopt,*
- dla żwirów gliniastych i rumoszy gliniastych *Wn* nie może być mniejsza od 0,7 Wopt

Nasypy wbudowane w korpus zapory są zagęszczane mechanicznie. Skuteczność zagęszczania gruntu, podczas procesu wbudowania go w nasyp, zależy od rodzaju i wilgotności gruntu, grubości zagęszczenia warstw, energii i sposobu zagęszczenia (typ, ciężar i liczba przejść maszyny zagęszczającej po jednym śladzie).

Parametrem charakteryzującym jakość zagęszczonego nasypu jest ciężar objętościowy gruntu *Yd.* Ciężar ten, odniesiony do maksymalnego możliwego do uzyskania w danych warunkach ciężaru Ydmax Jest wskaźnikiem zagęszczenia

$$D_z = \frac{\gamma_d}{\gamma_{dmax}}$$

(7.2)

Powyższy wzór jest stosowany dla gruntów spoistych.

Maksymalny, możliwy do uzyskania w danych warunkach, ciężar objętościowy *Y^mu* dis danego gruntu określa się w laboratoryjnej „próbie zagęszczenia" wg Proctora.

Do oceny zagęszczenia gruntów sypkich stosowany jest tzw. *stopień zagęszczenia* Z),

Dr = [Ydmax(Yd-Ydmin) ] / [Yd (Ydmax –Y dmin)]

gdzie: Ydmax - ciężar objętościowy szkieletu badanego gruntu w stanie zagęszczonym; Ydmin - J.w. lecz w stanie luźnym; *Yd* - ciężar objętościowy szkieletu badanego gruntu zmierzony w nasypie

Jeśli dokumentacja techniczna nie przewiduje innych wymagań, parametry (D^ i D,) powinny odpowiadać wartościom podanym w tabl. 7.7 (wg BN-83/8959-01. Nasypy. Wymagania i badania przy odbiorze. Budowle melioracyjne).

## 7.3. **Jazy**

*Jazami* nazywa się budowle piętrzące wodę w rzece oraz służące do jej przepuszczania. Wysokość piętrzenia jazów nie przekracza 15 m a poziom spiętrzonej wody mieści się przeważnie w granicach brzegów i nie powoduje zalania terenów przybrzeżnych. Spiętrzenie wody jazem wykonuje się w celu:
- utrzymania stałego poziomu wody w stanowisku górnym **ze** względu na pobory wody;
- zwiększenia głębokości dla żeglugi;
- uzyskania spadu do celów energetycznych.

Jazy dzieli się na stałe z przelewami bez zamknięć oraz ruchome wyposażone w zamknięcia.

Jeśli dokumentacja techniczna nie przewiduje innych wymagań, parametry (Dz i Dr) powinny odpowiadać wartościom podanym w tabl. 7.7 (wg BN-83/8959-01. Nasypy. Wymagania i badania przy odbiorze. Budowle melioracyjne).

**Tablica 7.7. Warunki zagęszczenia nasypów**

| Rodzaj gruntu | Zawartość frakcji >2 mm (%) lub nazwa gruntu | Wymagane zagęszczenie | | |
|---|---|---|---|---|
| | | zapory | obwałowania | |
| | | | I, II klasy | III, IV klasy |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 |
| Grunty spoiste | 0–10 | $D_z \geqslant 0{,}95$ | $D_z \geqslant 0{,}95$ | $D_z \geqslant 0{,}92$ |
| | 10–50 | $D_z \geqslant 0{,}92$ | $D_z \geqslant 0{,}92$ | $D_z \geqslant 0{,}92$ |
| | >50 | $D_z \geqslant 0{,}90$ | $D_z \geqslant 0{,}90$ | $D_z \geqslant 0{,}90$ |
| Grunty sypkie | piaski drobne | $D_r \geqslant 0{,}75$ | $D_r \geqslant 0{,}70$ | $D_r \geqslant 0{,}55$ |
| | piaski średnie | $D_r \geqslant 0{,}70$ | | |
| | piaski grube | $D_r \geqslant 0{,}65$ | $D_r \geqslant 0{,}65$ | |

7.3.

## 7.4. Jazy

*Jazami* nazywa się budowle piętrzące wodę w rzece oraz służące do jej przepuszczania. Wysokość piętrzenia jazów nie przekracza 15 m a poziom spiętrzonej wody mieści się przeważnie w granicach brzegów i nie powoduje zalania terenów przybrzeżnych. Spiętrzenie wody jazem wykonuje się w celu:
- utrzymania stałego poziomu wody w stanowisku górnym **ze** względu na pobory wody;
- zwiększenia głębokości dla żeglugi;
- uzyskania spadu do celów energetycznych.

Jazy dzieli się na stałe z przelewami bez zamknięć oraz ruchome wyposażone w zamknięcia.

*Jazy stale* nie pozwalają na regulację poziomów wody w górnym stanowisku, gdyż kształtują się one w zależności od wielkości dopływu. Budowane są głównie na rzekach górskich o szybkich wezbraniach jeżeli istnieje obawa, że unieruchomienie zamknięć może spowodować zagrożenie życia ludności osiadłej na obszarze możliwego zatopienia.

*Jazy ruchome* - w zależności od sposobu przepuszczania wody przez jaz i konstrukcji zamknięć, jazy te dzielimy na:
- jazy zasuwowe - w celu przepuszczenia wody podnosi się do góry zamknięcia zasuwowe, segmentowe lub walcowe;
- jazy klapowe, w których zamknięcia do przepuszczania wody są opuszczone w dół;
- jazy kozłowe (obecnie nie są budowane); są w eksploatacji na wielu starych drogach wodnych (w Polsce na skanalizowanej Odrze i Noteci).

Podstawowymi elementami jazu są:
- próg jazu stanowiący element ponad którym przepływa woda;
- ruchome zamknięcie ustawione na progu;
- urządzenia do rozpraszania energii wody;
- umocnienia dna i brzegów poniżej i powyżej jazu;
- konstrukcje ograniczające filtracje pod jazem (ścianki szczelne, poziome fartuchy itp.).

Ukształtowanie progu ma zasadniczy wpływ na przepustowość jazu. Bardziej korzystne hydraulicznie wykształcenie części przelewowej pozwala na zmniejszenie światła jazu. Kształt niskich progów zależy od typu zamknięcia i w wielu przypadkach jest przyjmowany na podstawie długoletnich doświadczeń i tradycji. Gdy rzędna progu jest równa lub nieco wyższa od rzędnej dna rzeki, wówczas górna powierzchnia progu jest wykształcona jako płaszczyzna pozioma. Bezpośrednio za progiem w kierunku dolnej wody rozpoczyna się zagłębienie niecki do rozpraszania energii, a powierzchnia przejściowa ma nachylenie l: l do l :2. Progi jazu o większej wysokości są zwykle projektowane wg krzywej Creagera.

Najczęściej stosowanym urządzeniem do rozpraszania energii jest konstrukcja powodująca powstanie odskoku zatopionego bezpośrednio poniżej jazu. W celu utworzenia odskoku niezbędne jest

' W ostatnich latacji rozwinęły się także zamknięcia jazowe w postaci wielkośrednicowych rur gumowych napełnianych wodą.

wykonanie zagłębionego zbiornika, tzw. *niecki do rozpraszania energii,* której wymiary ustala się na podstawie badań modelowych. Wstępne wymiary niecki można określić z przybliżonego wzoru na jej długość

$$l = 5\,(h_2 - h_1)$$

gdzie: *h 1, h2* - głębokość sprzężona przed i za odskokiem (oblicza się ze znanych wzorów z hydrauliki). Głębokość niecki

$$\Delta h > h_2 - h_d$$

gdzie: *hd* - głębokość wody w korycie odpływowym.

W celu zmniejszenia wymiarów niecki są stosowane konstrukcje niszczące energię wody, tzw. *szykany.* Są to bloki betonowe wbudowane w płytę denną niecki, na których następuje rozbicie strumienia wody na wiele strug, powodując tym samym niszczenie energii kinetycznej spadającej z jazu wody. Szykany rozmieszcza się w jednym lub kilku szeregach w ten sposób, aby bloki jednego szeregu mijały się z blokami szeregów sąsiednich. Sama niecka nie wystarcza do takiego zmniejszenia energii wody, aby jej działanie nie szkodziło podłożu. Strefa umocnień musi być przedłużona poza nieckę odpowiednim rodzajem ubezpieczeń. Strefa ta jest nazywana *poszurem.*

Na rzekach nizinnych poszur. składa się z płyt żelbetowych wzajemnie powiązanych ze sobą i tworzących elastyczny materac oraz z materaca faszynowego z narzutem kamiennym. Dla dużych rzek w końcowej części poszuru wykonuje się często zagłębienie (tzw. *planowany wybój)* ze skarpami o pochyleniu ok. l: 4. Dno zagłębienia wypełnia się kamieniem na głębokość ok. 1,0 m.

Wskutek spiętrzenia wody w rzece przez jaz wystąpi ruch wody w podłożu pod zarysem budowli, wywołany spadkiem ciśnienia. Prędkość przepływu wody w gruncie określa zależność podana przez Darcy'ego

$$v = k \cdot I = k \cdot \frac{H}{L}$$

Zmniejszenie prędkości filtrującej wody w podłożu można uzyskać przez zmniejszenie współczynnika filtracji *k* względnie zwiększenie długości drogi filtracji *L.* Zmniejszenie wartości *k* można osiągnąć przez cementację podłoża. Sposób ten jest stosowany przy dużych piętrzeniach dla zapór posadowionych na podłożu skalistym. Dla jazów posadowionych na gruntach nieskalnych stosuje się tzw. wydłużenie drogi filtracji przez rozwinięcie obrysu stopy fundamentowej.

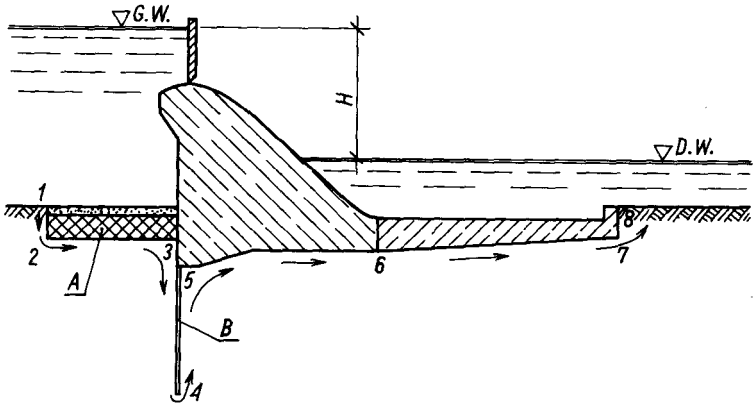
Posługując się metodami przybliżonymi, wyznacza się drogę filtracji pod jazem ze wzoru

$$L \geqslant C \cdot H$$

(7.7)

gdzie: *C* - współczynnik zależny od rodzaju gruntu i metody obliczeń, *H* - maksymalna różnica poziomów wody na górnym i dolnym stanowisku.

Zależnie od sposobu określenia rzeczywistej drogi filtracji są stosowane dwie metody:
- metoda Bligha -polega na ustaleniu drogi filtracji przez arytmetyczne sumowanie rzeczywistych długości pionowych i poziomych obrysu fundamentu *(1-2-3-4-5-6-7-8)*, (rys. 7.6).




Rys. 7.6. Droga filtracji pod jazem. *A* – fartuch iłowy, *B* – ścianka szczelna

$$L = \Sigma l_i + \Sigma h_i \qquad (7.8)$$

gdzie: $\Sigma l_i$ – suma odcinków poziomych, $\Sigma h_i$ – suma elementów pionowych;

- metoda Lane' a przy wyznaczaniu długości obrysu podziemnego budowli należy przyjmować tylko 1/3 długości odcinków poziomych. Wobec tego rzeczywistą drogę filtracji wyznacza się z zależności

$$L = \Sigma h_i + \frac{1}{3}\Sigma l_i$$

(7.9)

Wartości współczynnika C do obliczania filtracji wody pod jazami podano w tabl. 7.8.

**Tablica 7.8. Wartości współczynnika C**

| Rodzaj gruntu | Metoda | |
|---|---|---|
| | Bligha | Lane' a |
| Piasek pylasty, pyły | 18 | 8,5 |
| Piasek drobnoziarnisty | 15 | 7,0 |
| Piasek średnioziamisty | 13 | 6,0 |
| Piasek gruboziarnisty | 12 | 5,0 |
| Pospółka | 9 | 4,0 |
| Żwiry | 7 | 3,5 |
| Gliny średniospoiste | 8 | 3,0 |
| Gliny ciężkie | 6 | 2,0 |

| | | |
|---|---|---|
| Iły | - | 1,6 |

Wydłużenie drogi filtracji zmniejsza wypór filtracyjny i tym samym poprawia warunki stateczności budowli. Uzyskuje się je przez stosowanie:
- ścianek szczelnych;
- zębów betonowych;
- „fartuchów" iłowych układanych od strony wody górnej, zwanych *ponurami.*

Przy stosowaniu ścianek szczelnych od strony górnej i dolnej wody należy przestrzegać następujących zasad:

- odległość między nimi powinna być większa lub co najmniej równa podwójnej długości ścianki;
- należy stosować długie ścianki od strony wody górnej, krótkie zaś od strony wody dolnej;
- zalecana głębokość ścianek od strony wody górnej l —1,2 H;
minimalna głębokość wbicia 2,5 — 3 m.

Jeżeli wbicie ścianki szczelnej w podłoże jest utrudnione lub niemożliwe (w podłożu zalegają grunty kamieniste, luźne głazy skalne, przewarstwienia słabych skał), to należy zastosować betonowe lub żelbetowe zęby lub ścianki, zwykle wykonane jako studnie opuszczane.

Ponury (fartuchy) powinny być szczelne i elastyczne. Mogą być gliniane lub żelbetowe - kotwione do betonu fundamentu jazu. Fartuchy gliniane, wykonane z gliny plastycznej, są układane w warstwie o zmiennej grubości od 0,75 m w górnym końcu ponuru do l —2 m przy fundamencie budowli (jazu). Połączenie, na styku fartuch-fun-dament jazu, jest słabym miejscem i wymaga bardzo starannego wykonania. Grubość fundamentu budowli na kontakcie z fartuchem glinianym zwiększa się do 3 —5 m i kształtuje w formie zęba. Powierzchnie betonowe wykonuje się z niewielkim nachyleniem do pionu, w celu zapewnienia szczelnego przylegania gliny do betonu.

Poprawę stateczności budowli na przesuw płaski można uzyskać stosując tzw. *ponury kotwiące,* z wiotkich płyt żelbetowych pracujących na rozciąganie.

### 7.4. Przelewy stale i regulowane, spusty denne

Każda budowla piętrząca musi mieć urządzenia upustowe służące do przepuszczania wielkich wód, regulowania przepływów i do opróżnienia zbiornika. Rozróżniamy dwa rodzaje konstrukcji upustowych służących wymienionemu celowi:
- przelewy;
- spusty.

Przelewy dzielą się na: stałe i ruchome.

*Przelewy stale* (otwarte) nie mają zamknięć, działają automatycznie i nie wymagają udziału obsługi w regulowaniu poziomu wody w zbiorniku. Wadą ich jest brak możliwości wykorzystania zbiornika znajdującego się ponad poziomem korony przelewu. W tych warunkach dopuszczalne piętrzenie nad koroną przelewu nie może być zbyt duże i zwykle nie przekracza 1,0—1,5 m. Wiąże się to z koniecznością znacznego wydłużenia frontu przelewowego. W celu ominięcia tej trudności stosuje się rozwiązanie ze sztucznie wydłużoną koroną (np. przelew sinusoidalny, przelew kołowy). Zwiększenie przepustowości można uzyskać również budując przelew lewarowy (podciśnieniowy). Korona lewara znajduje się na poziomie normalnego piętrzenia, wylot zaś na poziomie dolnej wody. Jeśli poziom wody w zbiorniku podniesie się ponad koronę, lewar zasysa wodę i przepływ odbywa się pod działaniem ciśnienia odpowiadającego różnicy poziomów górnej i dolnej wody. Ruch lewarowy ustaje wówczas, gdy zwierciadło wody w zbiorniku opadnie poniżej górnej krawędzi wlotu lewara i powietrze dostanie się do kolana przewodu lewarowego. Zaletami przelewu lewarowego jest duża zdolność przepustowa, automatyczne działanie oraz szybkie włączanie i wyłączanie przepływu. Do wad należy zaliczyć: skomplikowaną konstrukcję, trudny dostęp, możliwość zatkania wlotu przez krę lodową i inne pływające zanieczyszczenia (gałęzie, drzewa).

*Przelewy regulowane* są wyposażone w zamknięcia, które umożliwiają regulację poziomu spiętrzenia wody w zbiorniku. K-orona progu przelewowego jest założona znacznie niżej niż poziom maksymalny piętrzenia i dzięki temu przelewy te odznaczają się dużym wydatkiem.

Zależnie od kształtu progu - przelewy regulowane dzielą się na:
- przelewy o kształcie praktycznym spełniające warunek

**0,5 *H* < = *symbol niżej*** = < 2,5 *H*
- przelewy o szerokiej koronie, gdy jest spełniony

$$H < \delta < 15 .$$

gdzie: *S* - szerokość korony przelewu, *H* - wzniesienie zw. wody w górnym stanowisku ponad koroną przelewu.

Przelewy regulowane są najczęściej usytuowane w korpusie zapory.

*Spusty denne* różnią się pod względem hydraulicznym od przelewów charakterem przepływu wody. Spusty pracują pod ciśnieniem. Przeznaczone są głównie do przepuszczenia wody do dolnego stanowiska w ilościach określonych wymaganiami eksploatacyjnymi oraz do opróżnienia zbiornika. Spusty powinny być wykorzystywane do przepuszczenia wód budowlanych oraz częściowo wód powodziowych (max. 40% przepływu miarodajnego). Układane powinny być minimum dwa przewody - pojedynczy dopuszcza się tylko w budowlach klasy III i IV. Budowle spustowe klas I, II i III wykonuje się jako rurociągi stalowe ułożone w suchych kanałach żelbetowych lub jako przewody żelbetowe monolityczne. Stosowanie do budowy spustów rurociągów stalowych, prefabrykowanych rur żelbetowych i betonowych, układanych bezpośrednio w gruncie, dopuszcza się dla budowli klasy IV.

### 7.5. Sprawdzanie zdolności przepustowej urządzeń upustowych

Wielkie wody przepuszczane są przez przelewy (co najmniej 60% przepływu miarodajnego) i spusty. Pod pojęciem *wielkiej wody* należy rozumieć przepływy powodziowe o określonym prawdopodobieństwie występowania, zwane *przepływami miarodajnymi* i *przepływami kontrolnymi.* Pierwsze z nich decydują o wymiarach światła przelewu, drugie zaś służą do sprawdzenia wielkości nadpiętrzenia.

Wymiarowanie światła przelewu polega na ustaleniu wysokości i szerokości otworów przelewu spełniając warunek aby suma szerokości wszystkich otworów przelewu zapewniała przepływ największych wielkich wód przy nieszkodliwym spiętrzeniu. Na wielkość wydatku przelewu mają wpływ:
- kształt progu przelewowego;
- rodzaj przelewu (ze względów hydraulicznych).

W praktyce mogą wystąpić następujące rodzaje przelewów:
- przelew o kształcie praktycznym, w którym powierzchnia przelewu opływana jest bez oderwania się strumienia wody;
- przelew o szerokiej koronie.

W zależności od warunków hydraulicznych rozróżnia się dwa rodzaje przelewów:

- przelew niezatopiony;
- przelew zatopiony.

Wydatek przelewu o kształtach praktycznych oblicza się z następujących wzorów:

a) dla przelewu niezatopionego

$$Q = \mu \cdot \varepsilon \cdot b \cdot \sqrt{2g} \cdot H_0^{3/2} \tag{7.10}$$

gdzie: $\mu$ – współczynnik przelewu (dla przelewu o kształcie opływowym $\mu \simeq 0{,}55$, dla przelewu o kształcie nieopływowym $\mu = 0{,}4$); $\varepsilon$ – współczynnik kontrakcji bocznej (w obliczeniach wstępnych można przyjąć $\varepsilon \simeq 0{,}9$); $b$ – szerokość (światło) przelewu; g – przyspieszenie ($g = 9{,}81$ m/s$^2$)

b) dla przelewu zatopionego

$$Q = \sigma \cdot \mu \cdot \varepsilon \cdot b \cdot \sqrt{2g} \cdot H_0^{3/2} \tag{7.11}$$

gdzie: $\sigma$ – współczynnik zatopienia (można przyjmować w zależności od $\frac{H - Z}{H}$ – z tabl. 7.9).

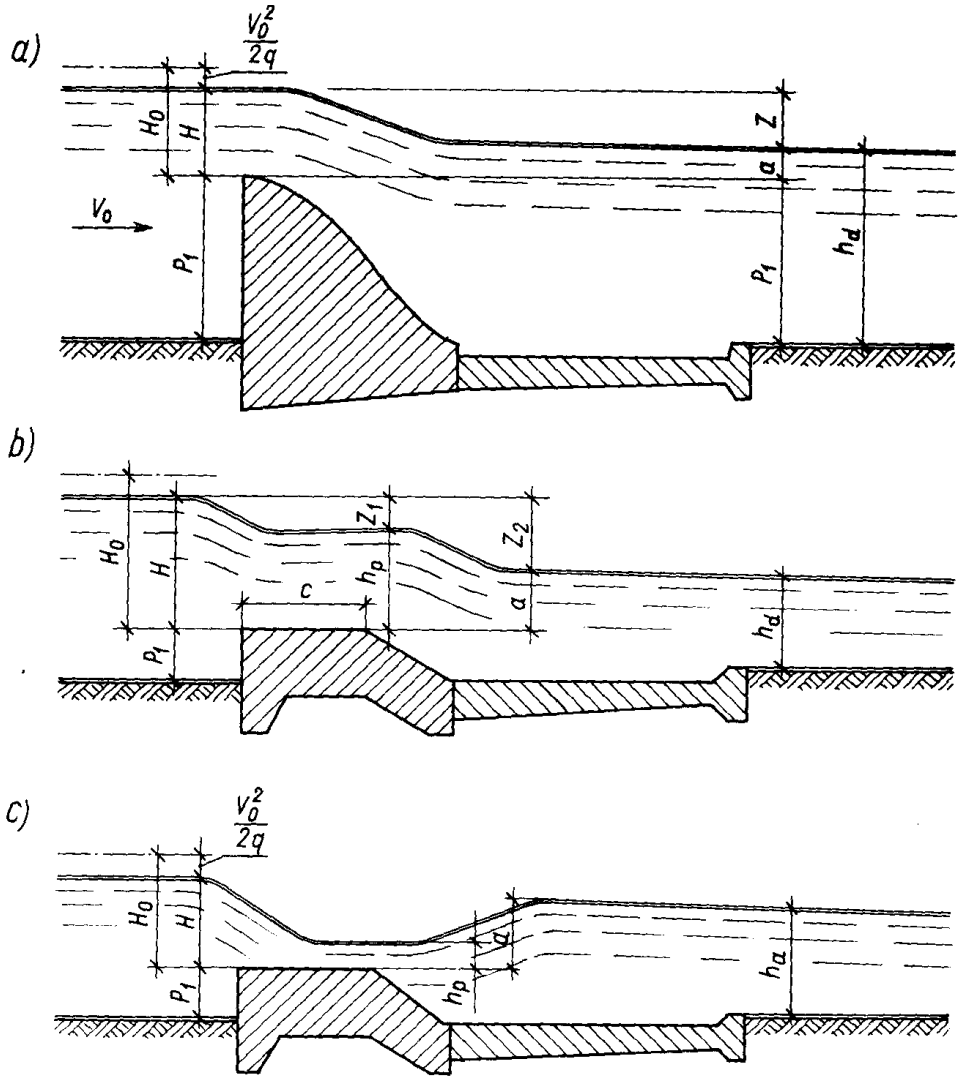
**Tablica 7.9. Współczynniki zatopienia**

| $\frac{H-Z}{H}$ | $\sigma$ | $\frac{H-Z}{H}$ | $\sigma$ | $\frac{H-Z}{H}$ | $\sigma$ |
|---|---|---|---|---|---|
| 0 | 1,000 | 0,4 | 0,956 | 0,8 | 0,778 |
| 0,1 | 0,991 | 0,5 | 0,937 | 0,9 | 0,621 |
| 0,2 | 0,983 | 0,6 | 0,907 | 1,0 | 0,000 |
| 0,3 | 0,982 | 0,7 | 0,856 | | |

Warunki wystąpienia przelewu zatopionego:

a) $h_d > P_1$; b) $\frac{Z}{P_1} < 0{,}7$; c) $\frac{a}{H} > 0{,}4$

Pozostałe oznaczenia we wzorach (7.10) i (7.11) oraz w tabl. 7.9 podano na rys. 7.7.




Rys. 7.7. Rodzaje przelewów: a) o kształtach praktycznych, b) o szerokiej koronie niezatopiony ($a \leqslant h_p$), c) o szerokiej koronie zatopiony

Wydatek przelewu o szerokiej koronie można obliczyć ze wzorów:

a) dla przelewu niezatopionego (rys. 7.7b) przy spełnieniu warunku $a < h_p$

$$Q = \mu \sqrt{2g} \cdot b \cdot H_0^{3/2} = M \cdot b \cdot H_0^{3/2} \tag{7.12}$$

gdzie: $M = \mu \sqrt{2g}$, $\mu$ – współczynnik wydatku przelewu (w obliczeniach wstępnych można przyjmować $\mu = 0{,}3 \div 0{,}5$)

b) dla przelewu zatopionego (rys. 7.7c)

$$Q = \alpha \cdot a \cdot b \sqrt{2g\,(H_0 - a)}$$

gdzie: $a$ – wzniesienie dolnego zwierciadła wody ponad poziomem krawędzi przelewu; $M$ i $\alpha$ – współczynniki zależne od kształtu krawędzi wlotowej przelewu, p. tabl. 7.10.

**Tablica 7.10 Współczynniki $M$ i $\alpha$**

| Kształt progu: | Współczynnik | |
|---|---|---|
| | $M$ | $\alpha$ |
| o zaokrąglonej krawędzi | 1,55 | 0,92 |
| o ściętej krawędzi | 1,48 | 0,88 |
| niezaokrąglona krawędź | 1,42 | 0,85 |
| przy niekorzystnych warunkach przepływu | 1,33 | 0,80 |

Minimalne światło przelewu określa się w zależności od maksymalnego, dla danego podłoża, wydatku jednostkowego na poszurze ($q$, $m^3/s/m$).

We wstępnych obliczeniach w przypadku podłoża zbudowanego z piasków można przyjąć wydatek jednostkowy w wysokości 25–35 $m^3/s/m$.

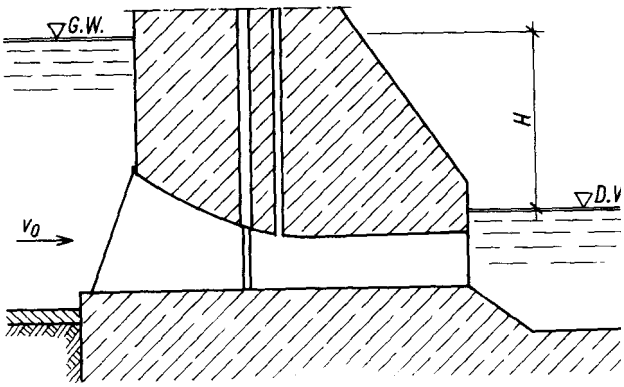
*Spusty* (rys. 7.8) – są to przewody o przekroju zamkniętym, zwykle kołowym, których wlot w czasie jego pracy jest całkowicie zakryty wodą oraz występuje w zasadzie ciśnieniowy przepływ wody.

Wydatek spustu rurowego można obliczyć ze wzoru

$$Q = \mu \cdot F \cdot \sqrt{2gH} \tag{7.14}$$

gdzie: $F$ – powierzchnia przekroju spustu ($F = \frac{\Pi D^2}{4}$ dla przekroju kołowego); $H$ – ciśnienie (różnica poziomów wody w stanowisku






Rys. 7.8 Spust ciśnieniowy

górnym i dolnym gdy wylot jest zatopiony lub wzniesienie zwierciadła wody górnej nad środkiem przekroju spustu na wylocie - gdy jest on niezatopiony); *fi* - współczynnik wydatku obliczony ze wzoru
(7.15)

$$\mu = \frac{1}{\sqrt{1 + \Sigma\zeta + \lambda \frac{l}{D}}}$$

gdzie: $\lambda$ – współczynnik strat liniowych w spuście (w pierwszym przybliżeniu przyjmuje się $\lambda = 0{,}03$); $D$ – średnica spustu; $l$ – długość spustu; $\Sigma\zeta$ – suma współczynników strat miejscowych (straty na wlocie, na kratach, na wnękach zasuw, na wylocie).

**W spustach zaleca się stosować wlot o kształcie opływowym ze współczynnikiem $\zeta = 0{,}05 \div 0{,}10$.**

---

### 7.6. Kanały doprowadzające i odprowadzające wodę

Kanałem nazywamy sztuczne koryto otwarte, o regularnym przekroju poprzecznym, w którym ruch wody odbywa się o swobodnym zwierciadle. Kanały mogą służyć różnym celom (żegluga, zaopatrzenie w wódę, nawadnianie gruntów i energetyka).

Kanały prowadzące wodę do elektrowni nazywamy *derywacyj-nymi* lub *energetycznymi.* Ruch wody w kanałach energetycznych może być:

- jednostajny, gdy na całej długości kanału zwierciadło wody jest równoległe do dna kanału;
- niejednostajny (zmienny), gdy zwierciadło wody w kanale nie jest równoległe do dna i układa się wg krzywej spiętrzenia lub krzywej depresji;
- ruch nieustalony (falowy) - przy nagłym zwiększeniu lub odcięciu dopływu do turbin elektrowni.

Przekrój poprzeczny kanału dobiera się na podstawie obliczeń hydraulicznych ruchu ustalonego i nieustalonego. Kształt kanału jest zwykle trapezowy, symetryczny. Najkorzystniejszy, po względem hydraulicznym, przekrój dla takiego kształtu charakteryzuje stosunek *b/h = 2*pierwiastek z (*1 + $m^{2)}$ - *m,* gdzie: *b* - szerokość kanału w dnie, *h* - głębokość wody w kanale, w - współczynnik nachylenia skarpy (m = ctg (p ), (p kąt nachylenia skarpy do poziomu zaś promień hydrauliczny *K* - 0,5 *h.*

**Tablica 7.11. Minimalne wartości współczynnika nachylenia m skarpy**

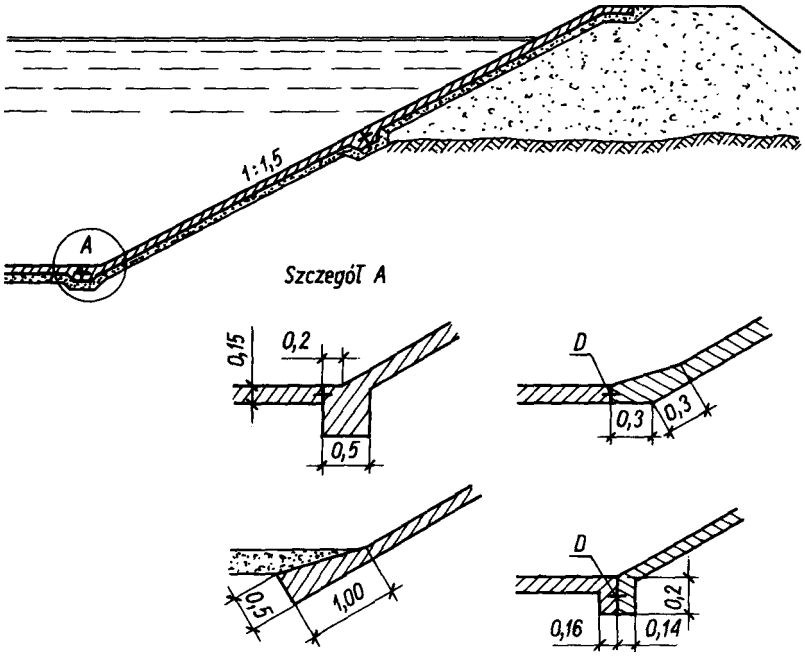
| Rodzaj gruntu podłoża | *m* |
|---|---|
| *żwiry i pospółki* | *1,0-1,15* |
| *piaski średnioziamiste* | *2,0-2,5* |
| *gliny zwarte* | *1,25-1,5* |
| *piaski gliniaste* | *1,5-2,5* |
| *piaski drobne* | *3,0-4,0* |

Wartość współczynnika w dobiera się ze względu na stateczność skarpy. Najczęściej zaleca się stosować maksymalne prędkości przepływu wody w kanale, dostosowane do typu ubezpieczeń, gdyż gabaryty kanału i objętości robót ziemnych będą wówczas najmniejsze. **Ze** względu jednak na ubytki energii elektrycznej, spowodowane stratami hydraulicznymi na długości kanału oraz możliwości rozmyć, dopuszczalne prędkości wody są ograniczane. Prędkość przepływu wody w kanałach energetycznych dobiera się na podstawie obliczeń

ekonomicznych. Optymalnym wariantem jest ten, w którym suma rocznych kosztów eksploatacyjnych i rocznych strat produkcji energii elektrycznej przy różnych prędkościach wody będzie najmniejsza. Ekonomiczne średnie prędkości wody w kanałach energetycznych zawierają się w granicach 1,0 — 1,5 m/s. W kanałach energetycznych (doprowadzających) są stosowane ubezpieczenia skarp i dna. Mają one na celu:

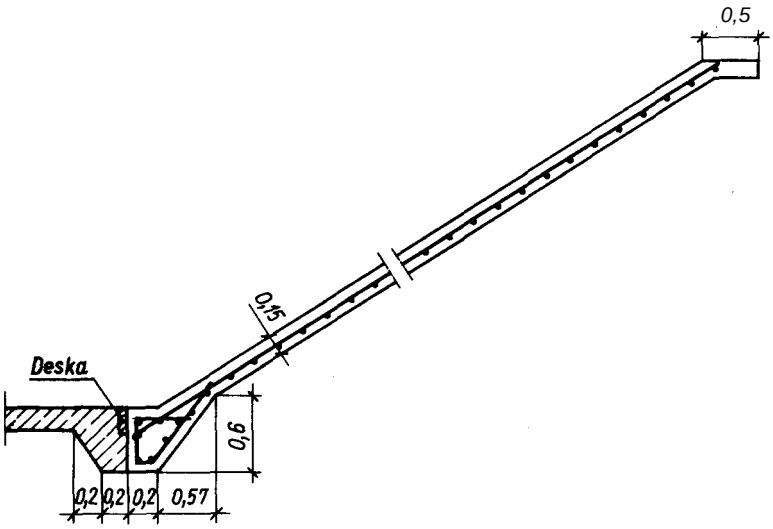
- uszczelnić kanał i chronić go przed" „ucieczką" wody do gruntu;
- zmniejszyć straty spadu przez zmniejszenie naturalnej szorstkości;
- chronić przed rozmyciem (erozją).

Wymagania stawiane tym ubezpieczeniom mogą spełnić umocnienia betonowe i asfaltobetonowe.




Rys. 7.9. Umocnienia betonowe skarpy kanału. *D* - dylatacja z taśmy PCW, 200 lub 350 mm

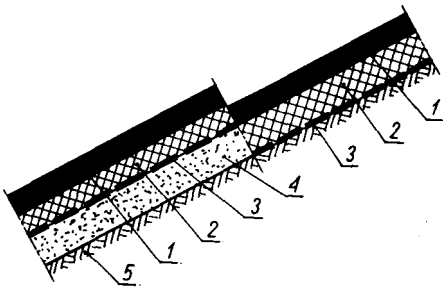
Umocnienia betonowe lub z płyt żelbetowych są zwykle wykonywane na mokro rys. 7.9 i rys. 7.10. Układa się je na skarpach o pochyleniu nie większym jak l: 1,5. Grubość tych umocnień wynosi 6—20 cm. Umocnienia powinny być zdylatowane. Zwykle wykonuje się tylko dylatacje poprzeczne, co 3 —5 m, podłużne zaś na połączeniu dna ze skarpami i na przejściu z wykopu do nasypu.




Rys. 7.10. Ubezpieczenie z płyty żelbetowej

**Szczeliny dylatacyjne uszczelnione.** Materiałem uszczelniającym może być drewno, guma, tworzywo sztuczne, bitum.

Ubezpieczenia z mas mineralno-asfaltowych (asfaltobetonowe), (rys. 7.11), praktycznie nie przepuszczają wody i charakteryzują się bardzo małą szorstkością (współczynnik szorstkości ok. 0,014).




Rys. 7.11. Uszczelnienie skarpy asfaltobetonowe. *l* - szczelny asfaltobeton, *2* - asfaltobeton przepuszczalny, *3* - masa stabilizująca, *4* - warstwa podkładowa, 5 - podłoże

Ekrany układane na skarpach wykonuje się z asfaltobetonu drobnoziarnistego o zawartości asfaltu 7 — 9,5%. Stosuje się ekrany jednowarstwowe, wyjątkowo dwuwarstwowe, o grubościach: 3 —5 cm - jednowarstwowe, 6 —8 cm - dwuwarstwowe. Uszczelnienie dna kanału wykonuje się również z asfaltu lanego. W kanałach, w których może wystąpić ciśnienie spływowe stosuje się urządzenie drenażowe, odprowadzające wody z gruntu do kanału lub kolektorem ułożonym pod dnem kanału do dolnego stanowiska. Przy bezpośrednim odprowadzeniu wody do kanału, w jego skarpach instaluje się rury wylotowe z klapami zwrotnymi.

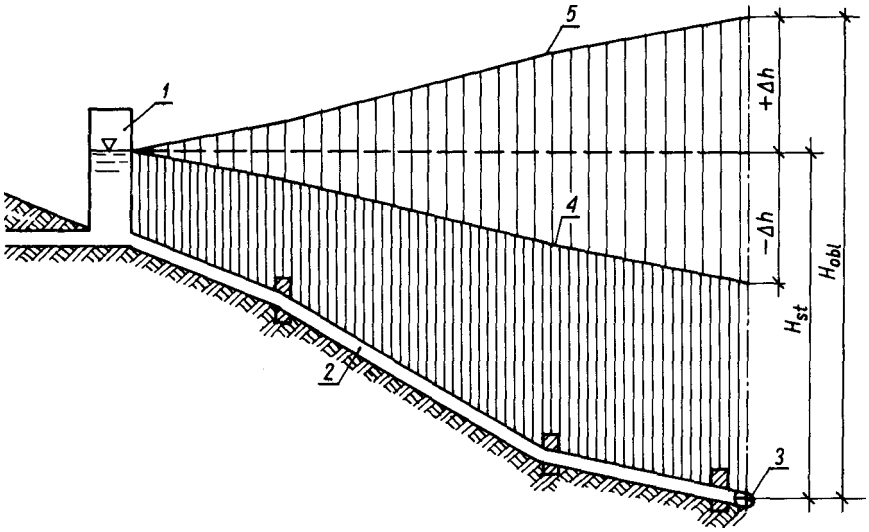
Kanały odpływowe nie wymagają szczelnych umocnień skarp i dna, dlatego na skarpach stosowany jest narzut kamienny na podsypce lub umocnienie warstwą żwiru grubości 0,2 — 0,3 m. Dna kanału z reguły nie ubezpiecza się.

### 7.7. Upusty płuczące

Są to budowle o niskim progu, zamykane zasuwami, których celem jest usuwanie rumowiska sprzed wlotów do elektrowni. Powinny być tak skonstruowane, by skutecznie usuwały nagromadzony materiał przy niewielkich stratach wody. Stosowane są w elektrowniach z derywacją kanałową (bezciśnieniową) i w elektrowniach przyjazowych, zlokalizowanych głównie w rejonach podgórskich i górskich, gdzie rzeki i potoki prowadzą, zwłaszcza w okresach powodziowych, znaczne ilości twardego krystalicznego piasku niszczącego turbiny. Upusty płuczące w rozwiązaniach z kanałami otwartymi są umieszczone zwykle w górnym odcinku kanału w pobliżu jego wyjścia z rzeki. Upusty mogą być budowane bezpośrednio przy budynku elektrowni. Spotyka się również rozwiązania, w elektrowniach przyjazowych, w których spusty denne spełniają rolę otworów płuczących (np. w siłowni Rotl-Freilassing na rz. Salzach w Austrii). W celu uniknięcia strat .wody, upusty płuczące są otwierane podczas przejścia wielkich wód.

## 7.8. Rurociągi, sztolnie i komory wyrównawcze 7.8.1. Rurociągi ciśnieniowe

Wykorzystanie rurociągów do celów energetycznych wiąże się z występowaniem znacznych spadów, dochodzących do 1800 m. Doprowadzenie wody do elektrowni rurociągami ciśnieniowymi jest stosowane wówczas, gdy spad przekracza 20—30 m i gdy budynek elektrowni jest oddalony od ujęcia wody. Rurociągi ciśnieniowe wykonuje się jako stalowe, rzadziej jako żelbetowe. Najczęściej są rurociągami odkrytymi (napowietrznymi) układanymi na podporach stałych i ruchomych. Odkryte rurociągi stalowe wykonuje się z kompensatorami.

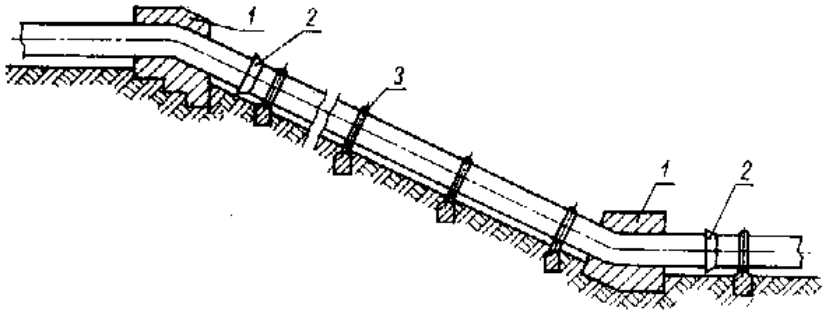



Rys. 7.12. Rozkład ciśnień hydrodynamicznych w rurociągu przy uderzeniu hydraulicznym. *l* - komora wyrównawcza, 2 - rurociąg, 3 - zawór, *4* - linia spadku ciśnienia, 5 - linia wzrostu ciśnienia

Podpory stałe powinny być umieszczone:
- w miejscach zmiany kierunku osi rurociągu;
- na odcinku prostym w odstępach 100 —250 m.

Pomiędzy podporami stałymi daje się podpory ruchome, rolkowe lub wahliwe, zaś dla rurociągów o średnicy D< 2000 mm
- również podpory ślizgowe. Na wlocie do rurociągu powinna być zainstalowana zasuwa awaryjna, odcinająca dopływ wody w przypadku pęknięcia rurociągu oraz bezpośrednio za nią przewód odpowietrzający i napowietrzający.

Obliczenia hydrauliczne rurociągów ciśnieniowych sprowadzają się do:
- obliczeń strat ciśnienia przy przepływach charakterystycznych (maksymalny, średni, minimalny);




Rys. 7. 13. Odkryty rurociąg z kompensatorem. *1* – podpora stała, *2* – kompensator, *3* – podpora ruchoma

– doboru średnicy rurociągu;
– obliczenia zmiany ciśnienia przy uderzeniu hydraulicznym.

Straty liniowe (na długości) oblicza się ze wzoru Darcy-Weisbacha

$$h_{dl} = \lambda \cdot \frac{l}{d} \cdot \frac{v^2}{2g} \tag{7.16}$$

gdzie: $\lambda$ – współczynnik oporu hydraulicznego liniowego, w pierwszym przybliżeniu przyjmuje się $\lambda = 0{,}03$.

Straty miejscowe można obliczyć wg wzoru

$$h_m = \zeta \cdot \frac{v^2}{2g} \tag{7.17}$$

gdzie: $\zeta$ – współczynnik strat miejscowych

Straty całkowite

$$h = \Sigma h_{dl} + \Sigma h_m$$

Dobór ekonomicznej średnicy rurociągu przeprowadza się korzystając z metody minimalnych kosztów rocznych. Wstępnie można przyjąć, że średnica ekonomiczna rurociągu odpowiada prędkości wody rzędu $5 \div 8$ m/s dla dużych spadów (powyżej 50 m) i $2 \div 4$ m/s dla małych spadów. Zmiany ciśnienia związane ze zjawiskiem uderzenia hydraulicznego występują przy szybkim zamknięciu lub otwarciu zasuwy zainstalowanej na końcowym odcinku rurociągu przed wlotem do turbiny.

Podczas zamykania zasuwy występuje wzrost ciśnienia przed zasuwą i spadek ciśnienia za zasuwą. Podczas otwierania występuje zjawisko odwrotne. Maksymalny wzrost ciśnienia w rurociągu przed zamknięciem powinien mieścić się w przedziałach:

$\zeta_{max} = 0{,}2 - 0{,}3$ dla $H > 100$ m
$\zeta_{max} = 0{,}3 - 0{,}5$ dla $40 < H < 100$ m
$\zeta_{max} = 0{,}5 - 0{,}6$ dla $H < 40$ m

Ciśnienie w rurociągu podczas uderzenia hydraulicznego rośnie wraz ze wzrostem wartości wyrażonej wzorem

$$\sigma = \frac{L \cdot v}{gH_0T}$$

(7.18)

Zmniejszenie *a* można uzyskać:
- zmniejszając prędkość wody *v* (zwiększając średnicę rurociągu);
- zwiększając czas zamykania kierownicy turbiny (zasuwy) *T*, (zwiększając $GD^2$, czyli ciężar części wirujących turbiny i prądnicy);
- budując komorę uderzeń na rurociągu blisko przed elektrownią (skraca się L). (W rozwiązaniu z doprowadzeniem wody rurociągami rzadko stosowany).

Rurociągi żelbetonowe odkryte są stosowane przy ciśnieniach do 0,3-0,35 MPa, układa się je na podłożu, podsypce lub na ławie betonowej w sposób ciągły. W praktyce stosowane są rzadko, **ze** względu na kłopotliwe wykonawstwo i znaczny koszt budowy.

### 7.8.2. Sztolnie hydrotechniczne

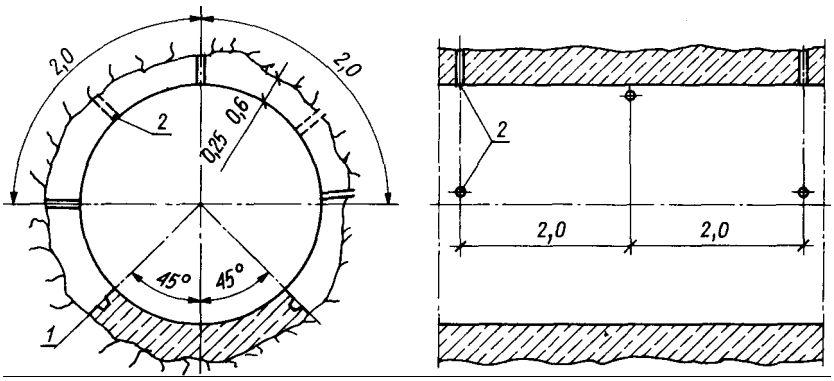
Sztolnie hydrotechniczne poziome lub upadowe są to wyrobiska podziemne o znacznej długości, służące do doprowadzenia lub odprowadzenia wody do turbin elektrowni wodnych.

**Ze** względu na charakter ruchu wody sztolnie dzielą się na:
- ciśnieniowe, których przekroje poprzeczne, na całej długości, są wypełnione wodą;
- bezciśnieniowe, w których przepływ wody odbywa się o swobodnym zwierciadle.

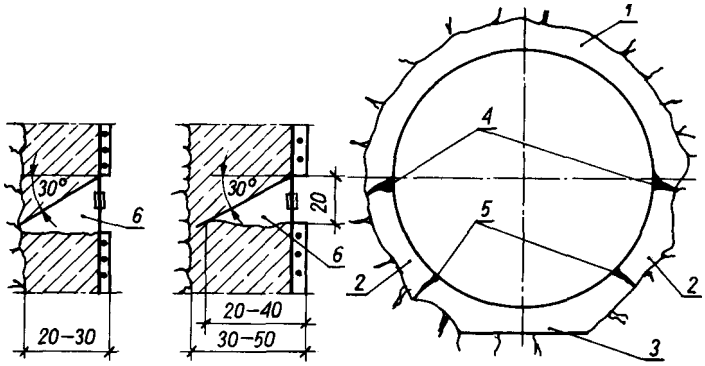
Sztolnie energetyczne pracują w większości jako ciśnieniowe. Sztolnie ciśnieniowe przenoszą znaczne obciążenia wewnętrzne wywołane ciśnieniem wody, równomiernie rozłożnonym na obwodzie. Najwłaściwszym kształtem obudowy jest, w tym przypadku, przekrój kołowy (korzystny hydraulicznie). W sztolniach ciśnieniowych obudowę wewnętrzną stanowi obudowa betonowa, żelbetowa lub betonowa opancerzona.

Obudowę betonową wykonuje się w skalach twardych, bez spękań, przy ciśnieniu wody wewnętrznej sztolni do 0,6 MPa (częściej 0,3 —0,4 MPa) o średnicy 2,5 —3,0 m i grubości obudowy 25 —60 cm.

Obudowa żelbetowa jest stosowana w skałach o średnich parametrach wytrzymałościowych przy ciśnieniach wody do 100 m, przyjmując minimalną grubość obudowy 20 cm a procent zbrojenia od 0,5% do 2%.




Rys. 7.14. Typowa obudowa betonowa sztolni ciśnieniowej, *l* - szwy robocze, 2 - otwory iniekcyjne



Rys. 7.15. Styki robocze w obudowie żelbetowej sztolni ciśnieniowej, *l* - strop, *2* - ściany, *3* - spąg, *4 i 5* - styki wypełnione torkretem, 6 - wypełnienie betonem wtórnym

Obudowa betonowa z wewnętrznym stalowym pancerzem jest stosowana w sztolniach wysokociśnieniowych (H > l MPa), w skałach słabych, naruszonych tektonicznie i spękanych oraz wówczas, gdy koniecznym jest zapewnienie pełnej jej szczelności. Zasadniczym elementem obudowy jest stalowy pancerz. Przestrzeń między pancerzem a wyrobiskiem wypełnia się betonem rynnowym. W sztolniach tych wykonuje się cementację na kontakcie obudowy z górotworem oraz samego górotworu za obudową.

### 7.8.3. Komory wyrównawcze

Głównym zadaniem komór wyrównawczych jest zabezpieczenie przewodów ciśnieniowych (rurociągów, sztolni) przed uderzeniem hydraulicznym w przypadkach nagłego wyłączenia lub włączenia elektrowni wodnej do systemu elektroenergetycznego. Komory instaluje się zarówno w sztolniach ciśnieniowych, doprowadzających wodę do elektrowni (tzw. komory górne), jak i w sztolniach odpływowych - niskociśnieniowych (komory dolne). Konieczność instalowania komory wyrównawczej w sztolni ciśnieniowej, w pierwszym przybliżeniu, określa się z zależności

$$T = \frac{Q_{max}}{gH} \cdot \Sigma \frac{l_i}{F_i}, \quad \text{s} \qquad (7.19)$$

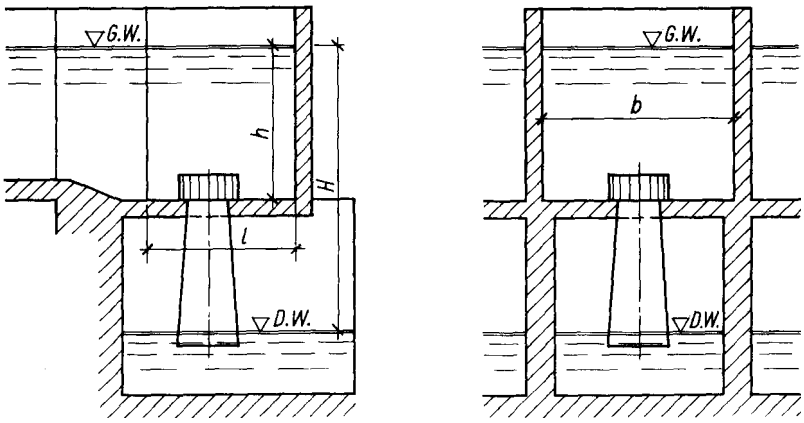
gdzie: $H$ – spad statyczny elektrowni, m; $Q_{max}$ – przepływ obliczeniowy w sztolni, m³/s; $l_i$ – długość odcinka sztolni o stałym przekroju $F_i$, m; $\Sigma l_i$ – długość trasy sztolni od ujęcia do turbiny, m.

Jeżeli T ⩽ 4s, to można komory wyrównawczej nie stosować. Komora wyrównawcza w sztolni odpływowej jest potrzebna wówczas, gdy sztolnia ta pracuje jako ciśnieniowa i gdy jej długość jest większa niż 150 ÷ 200 m. Często wykonuje się ją jako budowlę podziemną. Stosowane bywają różne rozwiązania jako komory proste, komory z dławieniem, komory różnicowe i komory przelewowe.

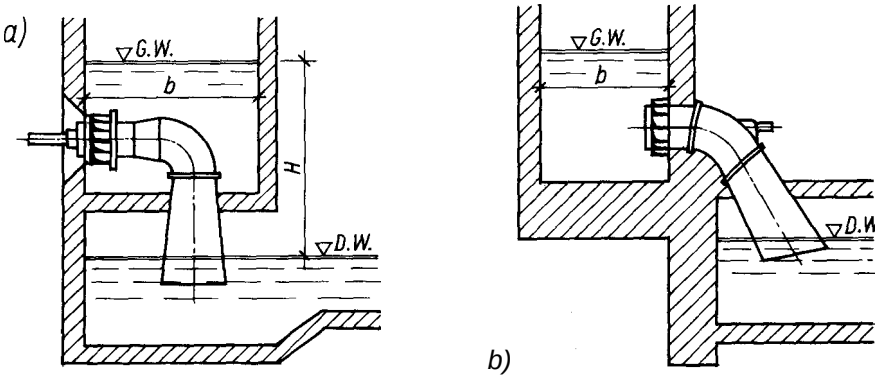
## 7.9. Otwarte, po {spiralne i lewarowe komory turbinowe

Komora turbinowa jest jednym z elementów decydujących o wymiarach budynku elektrowni, zaś poprawne jej zaprojektowanie ma istotny wpływ na prawidłową eksploatację elektrowni. W zależności od typu elektrowni, jej wielkości i sposobu doprowadzenia wody do aparatu kierowniczego turbiny, komory te dzielimy na: otwarte, pól-spiralne (niepełne) i spiralne (pełne).

*Przekrój podłużny* *Przekrój poprzeczny*




Rys. 7.16. Otwarta komora turbinowa z turbiną pionową




Rys. 7.17. Rura ssąca: a) z kolanem zanurzonym w wodzie, b) z kolanem suchym

W małych elektrowniach wodnych dla spadów $H$<= 12 m są stosowane komory otwarte i pólspiralne. Szerokie zastosowanie w MEW o bardzo niskim spadzie (Hmin = 1>25 m) znalazły również komory w rozwiązaniu lewarowym. Komory otwarte (bezciśnieniowe) stosuje się w elektrowniach o małej mocy *(N = 20* — 700 kW) i dla spadów 6 —8 m. W komorach tych mogą być instalowane:

- turbiny o wale pionowym, rys. 7.16;
- turbiny o wale poziomym z kolanową rurą ssącą suchą lub zanurzoną w wodzie, rys. 7.17.

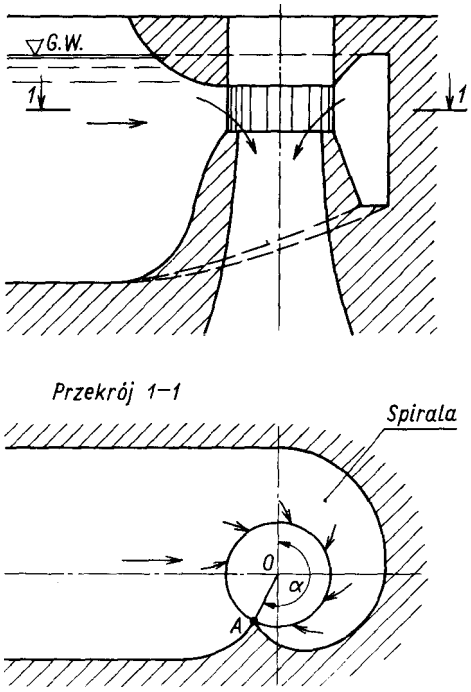
Kształt komór w planie prostokątny. Zalecane wymiary komory w stosunku do średnicy wirnika *D* (wg danych z praktyki):

- dla turbin o wale pionowym - szerokość *b* i długość / prawie jednakowe i równe (3 —4) *D;*
- w kolanowej rurze ssącej, przy czołowym dopływie wody do komory:
  - szerokość komory *b* = (2,5 —3) *D,*
  - długość: kolano rury ssącej (suche) (2,5 —3,0) *D,* kolano zanurzone w wodzie (4 —5) *D',*
- *przy* bocznym dopływie wody (suche kolano rury ssącej)
  - szerokość *b* == (2,5 - 3,0) *D;*
  - długość *l* = (3,0 - 3,5) D kolano zanurzone w wodzie: szerokość *b* = (4,0 —4,5) *D.*

W celu zapobieżenia tworzeniu się wirów i lejów nad turbiną i dla zabezpieczenia przed zasysaniem powietrza do turbiny wirnik umieszcza się w komorze pod zwierciadłem wody. Otwarte komory mają tę wadę,

że między ścianami komory a aparatem kierowniczym, w narożach komory powstają zaburzenia i zawirowania, co wpływa na zmniejszenie współczynnika sprawności turbozespołu. Można temu zapobiec przez odpowiednie wykształcenie ścian komory w narożach (ścianki kierujące lub o kształcie zaokrąglonym).

Półspiralne (niepełne) komory turbinowe (rys. 7.18) w odróżnieniu od komór otwartych mają zatopiony wlot i są umiejscowione w masywnym betonie bloku elektrowni. Komory te mają zastosowanie tylko dla turbin o wale pionowym w elektrowniach niskospadowych (spad 8 — 12 m). Turbina w komorze półspiralnej jest zasilana częściowo wodą dopływającą bezpośrednio z galerii wlotowej, pozostała część wody jest doprowadzana do aparatu kierowniczego przez spiralę, zwykle o przekroju trapezowym stale zmniejszającym się na długości w kierunku końca spirali (punkt *A* na rys. 7.18). Kąt objęcia a spirali w tej komorze zawiera się w granicach 135 — 225°. Komora będzie miała minimalne wymiary gdy kąt alfa = 190 — 210°.




Rys. 7.18. Półspiralna komora turbin

Komory lewarowe (syfonowe) -są stosowane w elektrowniach o niskim spadzie *(Hmin* = 1,25 m) i przy stosunkowo dużych przełykach, gdy koniecznym jest ograniczenie zagłębienia rury ssącej, głównie ze względów geologicznych. W tym rozwiązaniu oś wirnika turbiny jest usytuowana ponad zwierciadło wody w stanowisku górnym, lub nieznacznie zanurzona poniżej tego poziomu. Uruchomienie turbiny wymaga włączenia eżektora wodnego lub innego urządzenia odpowietrzającego, w celu usunięcia (zassania) powietrza z komory i wypełnienia jej wodą. Można natomiast zrezygnować tutaj z zamknięć głównych (awaryjnych) na wlotach do turbiny wobec łatwości przerwania dopływu wody przez napowietrzenie strugi.

### 7.10. Urządzenia kontrolno-pomiarowe budowli wodnych

W celu umożliwienia obserwacji zachowania się budowli wodnych jak również zjawisk i zmian zachodzących w nich w okresie eksploatacji instaluje się urządzenia kontrolno-pomiarowe.

Służą one do:

- obserwacji przemieszczeń pionowych i poziomych budowli i ich elementów;

- obserwacji filtracji w korpusie budowli piętrzącej ziemnej i ciśnień filtracyjnych w podłożu pod budynkiem elektrowni i jazem;
- pomiaru przepływów filtracyjnych;
- pomiaru poziomów wody w górnym i dolnym stanowisku;
- obserwacji zmian dna i brzegów (rozmyć).

W zależności od funkcji jaką mają spełniać rozróżnia się następujące urządzenia kontrolno-pomiarowe.

1. Przemieszczenia pionowe - repery powierzchniowe (pionowe, ścienne) umieszczane na elementach monolitycznie powiązanych z konstrukcją
- repery wgłębne - do kontroli przebiegu procesu osiadania i konsolidacji nasypu i podłoża;
- repery teleskopowe - do badania osiadania poszczególnych warstw nasypu.

2. Przemieszczenia poziome - szczelinomierze płaskie składające się z dwóch lub trzech trzpieni stalowych osadzonych po obu stronach szczeliny dylatacyjnej oraz klinometry.

3. Filtracja w gruntach sypkich - piezometry otwarte (bezciśnieniowe) skrzynkowe lub rurowe wiercone
- piezometry zamknięte skrzynkowe (ciśnieniowe);
- piezodynamometry do pomiaru filtracji w gruntach spoistych (instaluje się tylko w budowlach kl. I i II).

4. Pomiar wód filtrujących - przelewy pomiarowe - zwężki Yenturiego, korytka pomiarowe.

5. Urządzenia do pomiaru zwierciadła wody:
- łaty wodowskazowe pionowe i skarpowe;
- limnigrafy (umożliwiają ciągłą rejestrację zmian stanu wody).

6. Urządzenia do pomiaru rozmyć i zamuleń:
- przekroje poprzeczne do osi cieku (wyznaczone w terenie należy stabilizować za pomocą reperów powierzchniowych i dowiązać do sieci punktów stabilizowanych obiektów),
- pomiar przez sondowanie.

**Literatura do rozdziału 7**


7.1. Fanti K., Fiedler K. i inni: *Budowle piętrzące.* Warszawa, Arkady 1972.
7.2. Balcerski W.: *Budowle wodne śródlądowe.* Warszawa, Arkady *1969.*
7.3. Bednarczyk S., Biemacki T. i inni: *SUownie wodne. Podstawy projektowania.* T. II. Gdańsk, Wydawnictwo Politechniki Gdańskiej 1960.
7.4. Walden H.: *Mechanika plynów.* Warszawa, Wydawnictwo Politechniki Warszawskiej 1983.
7.5. Czyżewski K., Wolski W. i inni: *Zapory ziemne.* Warszawa, Arkady.
7.6. Sobczak **J.:** *Zapory* z *materiałów miejscowych.* Warszawa, PWN 1975.
7.7. Wolski W.: *Zagadnienia geotechniczne w projektowaniu zapór ziemnych. Informator projektanta.* Warszawa, Hydroprojekt 1971.
7.8. Borowska J., Jacenkow A.: *Album powierzchniowych uszczelnień budowli ziemnych.* COBR, Hydrobudowa, Warszawa, 1973.
7.9. rpmuHH M.: *rugpomexHmecKue coopywceiMH* - lac-rb l. MocKBa 1954.
7.10. KOMOB **B.:** *rugpaeAUKa.* MocKBa 1955.
7.11. COKOJIOB ,0,.: *Hcno/tbsoeanue eognou 3nepzuu.* MocKBa, CeJiLx03rH3 1953.
7.12. MOCTKOB **B.:** *IIogseMHbie zugpomexnutecKue coopywcenun.* MocKBa, Bbicmaa uiKOJla 1986.
7.13. *Zapory ziemne — wytyczne projektowania. Budownictwo specjalne w zakresie gospodarki wodnej.* Warszawa, Wydawnictwo Katalogów i Cenników 1975.
7.14. *Przepisy w sprawie warunków technicznych, którym powinny odpowiadać obiekty inżynierskie i urządzenia techniczne gospodarki wodnej w zakresie budownictwa hydrotechnicznego.* Warszawa, Wydawnictwo Katalogów i Cenników.
7.15. *Wyposażenie budowli hydrotechnicznych w urządzenia kontrolno-pomiarowe. Budownictwo specjalne w zakresie gospodarki wodnej.* Warszawa, Wydawnictwo Katalogów i Cenników 1969.

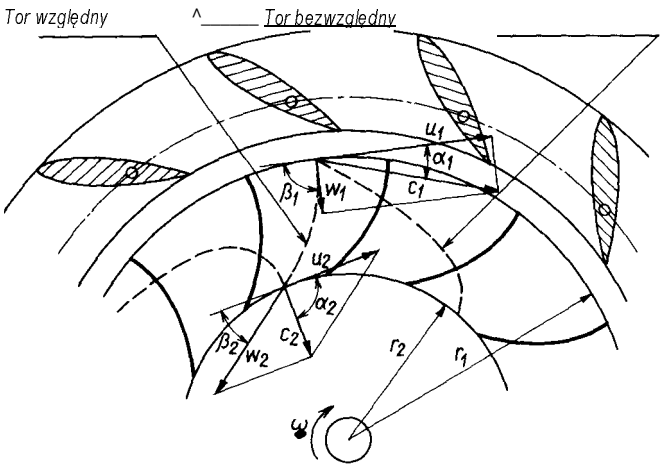
# 8

# Turbiny wodne

Turbiną wodną nazywamy silnik przetwarzający energię płynącej wody na pracę użyteczną. Ze względu na znaczne zróżnicowanie dokonywujących się w turbinach przemian energetycznych, wprowadzono podział na *turbiny akcyjne* - wykorzystujące energię prędkości i *turbiny reakcyjne* - wykorzystujące energię ciśnienia i prędkości. W warunkach krajowych podstawowe zastosowanie znajdują turbiny reakcyjne, dlatego też problematyka turbin akcyjnych zostanie przedstawiona w dużym skrócie.

## 8.1. Podstawowe równanie turbin wodnych

Rozkład prędkości na wlocie i wylocie z wirnika turbiny reakcyjnej pokazano na rys. 8.1. Cząsteczka cieczy skierowana zostaje przez łopatki kierownicy na wirnik z prędkością bezwzględną C1 i pod kątem alfa1 Prędkość tę można rozłożyć na prędkość unoszenia *u1* oraz prędkość względną *w1* - styczną do łopatki. Prędkość unoszenia jest prędkością obwodową, równą iloczynowi promienia r1 i prędkości kątowej **w.** Przepływając przez wirnik ciecz przekazuje mu swoją energię w kanale międzyłopatkowym a następnie wypływa z wirnika z prędkością względną *w2* - styczną do łopatki. Prędkość unoszenia *u^* jest prędkością obwodową krawędzi wylotowej łopatek wirnika (promień r2< r1). Suma wektorowa prędkości w2 i *u2* jest prędkością bezwzględną cząstki wody na wylocie.



Rys. 8.1. Przepływ wody przez wirnik Francisa

Przyjmując ilość wody przepływającej przez wirnik jako $Q$ a ciężar właściwy wody jako $\gamma$, momenty pędu na wlocie i wylocie z wirnika są odpowiednio równe

$$\gamma \frac{Q}{g} r_1 C_1 \cos\alpha_1 \quad \text{i} \quad \gamma \frac{Q}{g} r_2 C_2 \cos\alpha_2 \tag{8.1}$$

Różnica tych momentów jest równa momentowi obrotowemu $M$

$$M = \gamma \frac{Q}{g} (r_1 C_1 \cos\alpha_1 - r_2 C_2 \cos\alpha_2) \tag{8.2}$$

Mnożąc obie strony tego równania przez prędkość kątową wirnika $\omega$, wyznaczamy moc $M\,\omega$, oddawaną przez wodę wirnikowi turbiny równą $\gamma\, Q\, H\, \eta_h$, ($H$ – spad użyteczny, $\eta_h$ – sprawność hydrauliczna turbiny).

Przyjmując, że $\omega r_1 = u_1$ i $\omega r_2 = u_2$, po przekształceniach otrzymujemy

$$\eta_h\, g\, H = u_1 c_1 \cos\alpha_1 - u_2 c_2 \cos\alpha_2 \tag{8.3}$$

Zależność ta, nazwana równaniem Eulera, stanowi podstawowe równanie turbin wodnych.



## 8.2. Wyróżnik szybkobieżności

Wyróżnik szybkobieżności n, danej turbiny określa prędkość obrotową turbiny geometrycznie podobnej, która przy spadzie $H$ = 1 m osiąga moc 1 kM. Wartość wyróżnika szybkobieżności oblicza się na podstawie wzoru

$$n_s = \frac{n\sqrt{N}}{\sqrt[4]{H^5}}$$

(8.4)

gdzie: n - prędkość obrotowa turbiny, obr/min; $N$ - moc turbiny, kM (gdy moc turbiny wyrażona jest w kW, do wzoru podstawia się wartość pomnożoną przez współczynnik 1,36); $H$ - spad użyteczny, m.

Wielkość ta charakteryzuje kształt wirnika; ustalając odpowiednie proporcje jego zasadniczych wymiarów, wskazuje na pewne cechy i właściwości turbiny oraz wyznacza warunki pracy, które zapewniają podobny przepływ w turbinach geometrycznie podobnych.

W praktyce zastosowanie turbiny o podwyższonym wyróżniku szybkobieżności pozwala na uzyskanie - dla określonego spadu - tej samej mocy przy wykorzystaniu wirnika o mniejszej średnicy. Wynika to ze zwiększenia przełyku turbiny przy wzroście n,. Dodatkowym efektem jest wzrost znamionowej prędkości obrotowej przy danej mocy i przy danym spadzie.

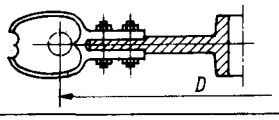
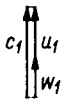
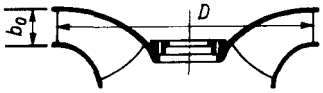
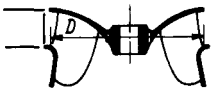
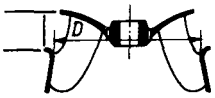
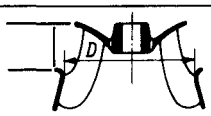
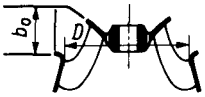
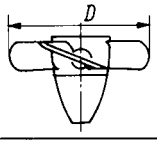
Oprócz wyróżnika szybkobieżności n, są zastosowane wyróżniki odmiennie zdefiniowane, na przykład:

$$n_{sQ} = \frac{n\sqrt{Q}}{\sqrt[4]{H^3}} \quad \text{lub} \quad n_{sb} = \frac{\omega\sqrt{Q}}{\sqrt[4]{(g\ H)^3}} \qquad (8.5)$$

gdzie: w -prędkość kątowa wirnika, rad/s.
Wartości poszczególnych wyróżników mogą być wzajemnie przeliczane ns = ~ 3,65 ns,Q

Wyróżniki szybkobieżności (ns) dla różnych typów turbin oraz kształtów wirników podano w tablicy 8.1.

Tablica 8.1. Zależność wyróżnika szybkobieżności od ukształtowania wirnika

| $n_s$ | Profile wirników | Trojkąty prędkości | Typ | Rodzaj |
|---|---|---|---|---|
| ≤50 |  |  | Pelton | Akcyjna |
| 100 |  | | Francis | Reakcyjna |
| 150 |  | | | |
| 250 |  | | | |
| 300 |  | | | |
| 420 |  | | | |
| 450÷900 |  | | Kaplan śmigłowa | |

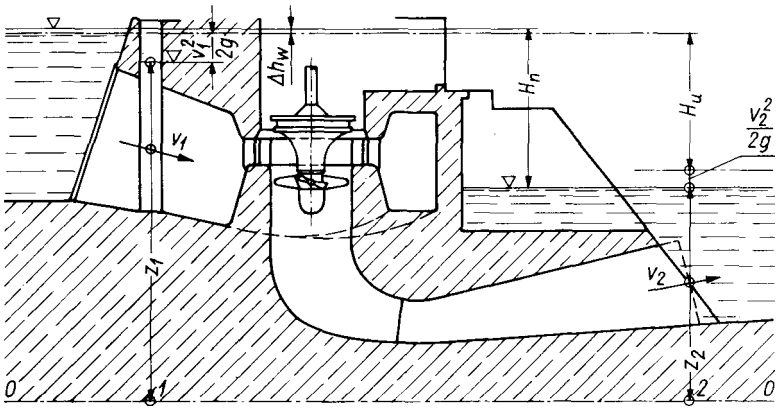
## 8.3. Parametry energetyczne turbiny

Stan ruchu turbiny wyznaczają następujące parametry energetyczne: spad $H$, m; przełyk $Q$, m³/s; moc $N_t$, kW; prędkość obrotowa turbiny $n_t$, obr/min.

### 8.3.1. Spad turbiny

Spad niwelacyjny $H_n$ jest to różnica poziomów wody górnej i dolnej (rys. 8.2).

Spad użyteczny $H_u$ określa się jako różnicę energii pmiędzy wlotem i wylotem turbiny. Wartości energii w obu przekrojach są równe sumie: wysokości ciśnienia $h_c = \frac{p}{\gamma}$, m; wysokości prędkości $h_v = \frac{V^2}{2g}$, m; wysokości położenia $z$, m.




Rys. 8.2. Spad niwelacyjny Jf,, i użyteczny .H,, turbiny oraz straty wlotowe *Ah*^, **Ogólnie spad użyteczny określa się więc wzorem**

$$H_u = \left(z_1 + \frac{p_1}{\gamma} + \frac{v_1^2}{2g}\right) - \left(z_2 + \frac{p_2}{\gamma} + \frac{v_2^2}{2g}\right) \tag{8.6}$$

(oznaczenia jak na rys. 8.2.)

### 8.3.2. Natężenie przepływu i przełyk turbiny

Natężenie przepływu $Q$ jest to objętość wody przepływająca przez dany przekrój w czasie jednej sekundy.

Przełyk turbiny $Q$, określa objętość wody doprowadzonej do turbiny w ciągu jednej sekundy, łącznie z wszelkimi przeciekami i wodą odprowadzoną do układu zmniejszającego napór osiowy.

### 8.3.3. Moc turbiny

Moc surowa turbiny $N_s$ jest to moc wynikająca z przełyku turbiny $Q_t$ i spadu użytecznego $H_u$

$$N_s = \frac{\gamma\ Q_t\ H_u}{102} = 9{,}81\ Q_t\ H_u, \quad \text{kW} \tag{8.7}$$

Moc użyteczna $N_u$ jest to moc na wale turbiny, wynikająca z mocy surowej turbiny i sprawności turbiny $\eta_t$

$$N_u = \frac{\gamma\ Q_t\ H_u\ \eta_t}{102} = 9{,}81\ Q_t\ H_u\ \eta_t, \quad \text{kW} \tag{8.8}$$

### 8.3.4. Sprawność turbiny

Sprawność turbiny jest to stosunek mocy użytecznej turbiny do mocy surowej – doprowadzonej. Sprawność ta jest równa iloczynowi: sprawności objętościowej $\eta_v$, sprawności hydraulicznej $\eta_h$, sprawności mechaniczenej $\eta_m$

$$\eta_t = \frac{N_u}{N_s} = \eta_v\ \eta_h\ \eta_m \tag{8.9}$$

Poszczególne sprawności wynikają z określonych strat występujących w turbinie.

Sprawność objętościową wyznacza się ze wzoru

$$\eta_v = \frac{Q - \Delta Q}{Q} \tag{8.10}$$

przy czym $\Delta Q$ oznacza straty objętościowe, które powstają na skutek przecieków przez szczeliny, np.: pomiędzy wirnikiem a obudową,

w dławnicach, a także w układzie odciążającym wirnik od sił poosiowych. Powodują one, że część wody doprowadzonej do turbiny omija wirnik, a więc nie przekazuje energii.

Sprawność hydrauliczną wyznacza się ze wzoru

$$\eta_h = \frac{H_u - \Delta h_u}{h_u} \tag{8.11}$$

przy czym $\Delta h_u$ oznacza straty hydrauliczne spowodowane zarówno uderzeniem wody o łopatki przy napływie, zawirowaniami na krawędzi wylotowej, jak i tarciem podczas przepływu przez kanały łopatkowe kierownicy i wirnika. Ponadto część energii jest tracona w rurze ssącej. Sprawność hydrauliczna w nowoczesnych turbinach występuje w granicach $\eta_h = 0{,}88 \div 0{,}95$.

Sprawność mechaniczną określa wzór

$$\eta_m = \frac{N_h - \Delta N_m}{N_h} \tag{8.12}$$

gdzie: $N_h$ – moc hydrauliczna wyznaczona ze wzoru

$$N_h = N_s \cdot \eta_Q \cdot \eta_h \tag{8.13}$$

$\Delta N_m$ – straty mechaniczne.

Straty mechaniczne są spowodowane głównie tarciem wału w łożyskach turbiny i w dławnicach, a także tarciem wirujących części turbiny o wodę. Sprawność mechaniczna turbiny, będącej w dobrym stanie technicznym jest duża i zwykle wynosi $\eta_m = 0{,}98 \div 0{,}99$.

### 8.3.5. Prędkość obrotowa

Prędkość obrotowa turbiny $n_t$ jest to liczba obrotów, jaką wykonuje wał turbiny w czasie jednej minuty. Prędkość ta dla każdej turbiny i określonego spadu jest jednoznacznie określona i w warunkach eksploatacyjnych musi być utrzymana.

Prędkość rozbiegowa $n_r$ jest to największa prędkość obrotowa osiągana przez turbinę przy nieobciążonym turbozespole oraz przy maksymalnym spadzie.



Poszczególne typy turbin osiągają różne prędkości rozbiegowe, a ich wartości mieszczą się w granicach:

- turbina Francisa, nr = (1,6 — 1,9)ntn
- turbina Kaplana i śmigłowa, nr. = (2,3 — 3)ntn
- turbina Peltona, nr = (1,8 - 1,9)ntn
- turbina Banki-Michella, nr. = (2,4 - 2,7)ntn
- (ntn - znamionowa prędkość obrotowa turbiny).

Wartości wszystkich przedstawionych parametrów powinny być podane przez producenta na tabliczce znamionowej lub zagwarantowane w kontrakcie na dostawę (wówczas są one określone odpowiednio jako znamionowe lub gwarantowane).

## 8.4. Wielkości geometryczne turbiny

Średnica charakterystyczna turbiny, D, jest to średnica wirnika stanowiąca podstawową wielkość wyznaczającą jej gabaryty (tabl. 8.1). W fazie projektowej, przy opracowywaniu typoszeregu turbin, jest ustalony odpowiedni ciąg wartości tych średnic. Wartości te, podawane w katalogach, klasyfikują poszczególne produkowane turbiny o typowych wielkościach.

Geometrycznymi, nastawialnymi wielkościami warunkującymi przepływ przez turbinę, a więc wyznaczającymi jej punkt pracy, są:
- otwarcie kierownicy, a0 -jest to najmniejsza średnica koła wpisanego w kanał utworzony przez dwie sąsiednie łopatki kierownicy;
- kąt ustawienia łopatek wirnika, (p jest to tzw. otwarcie wirnika turbiny Kapłana lub Deriaza.

Dla turbiny typu Peltona wielkości te są określone położeniem iglicy względem dyszy zasilającej i kątem pochylenia odchylacza strugi.

## 8.5. Charakterystyki turbin

Charakterystyką turbiny wodnej nazywa się wykres przedstawiający współzależność jej parametrów w zmiennych stanach ruchu. W praktyce wyznaczanych jest wiele charakterystyk, które można ogólnie podzielić na:
- charakterystyki modelowe, opracowywane na podstawie badań laboratoryjnych;
- charakterystyki eksploatacyjne, związane z pracą turbiny rzeczywistej w warunkach jej zainstalowania.

### 85.1. Charakterystyki modelowe

Wyznaczone w czasie badań modelowych zależności pomiędzy podstawowymi wielkościami charakteryzującymi pracę turbiny, przedstawione w postaci wykresu zbiorczego, tworzą tzw. charakterystykę uniwersalną (rys. 8.3). Na wykresie tym parametry energetyczne są podawane jako wielkości podwójnie zredukowane dla spadu $H$ = l m i średnicy turbiny D = l m. Redukcję wykonuje się na podstawie zależności
- przełyk podwójnie zredukowany

$$Q'_1 = \frac{Q}{D^2 \sqrt{H}}$$

(8.14)

– moc podwójnie zredukowana

$$N'_1 = \frac{N}{D^2 \; H \; \sqrt{H}}$$

– obroty podwójnie zredukowane

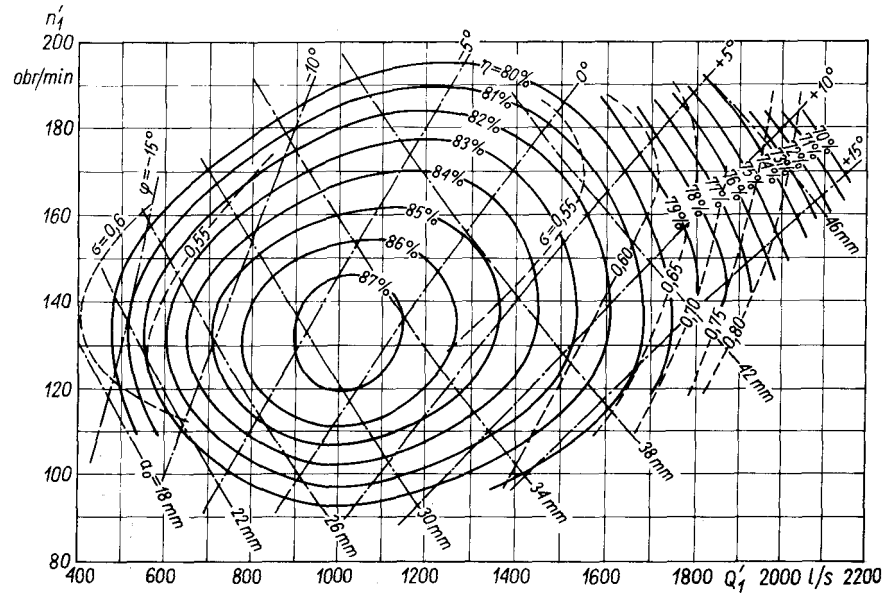
$$n'_1 = \frac{n \; D}{\sqrt{H}}$$

(8.15)

(8.16)

gdzie: $Q$ - przełyk, m3s; $H$ - spad, m; $N$ - moc na wale turbiny, kW;
$n$ - prędkość obrotowa, obr/min; $D$ - średnica charakterystyczna wirnika, m.

Charakterystyka uniwersalna jest przedstawiona zwykle w układzie współrzędnych n'*1, Q'1* (rzadziej n'1, N'1). Krzywe sprawności na tym wykresie są warstwicami, których wartości są określone z badań modelowych (bez przeliczenia na średnicę l m). Często na wykresie są dodatkowo naniesione linie stałych otwarć kierownicy a0 i wirnika p , a także stałych współczynników kawitacji *a* (p. p. 8.6).



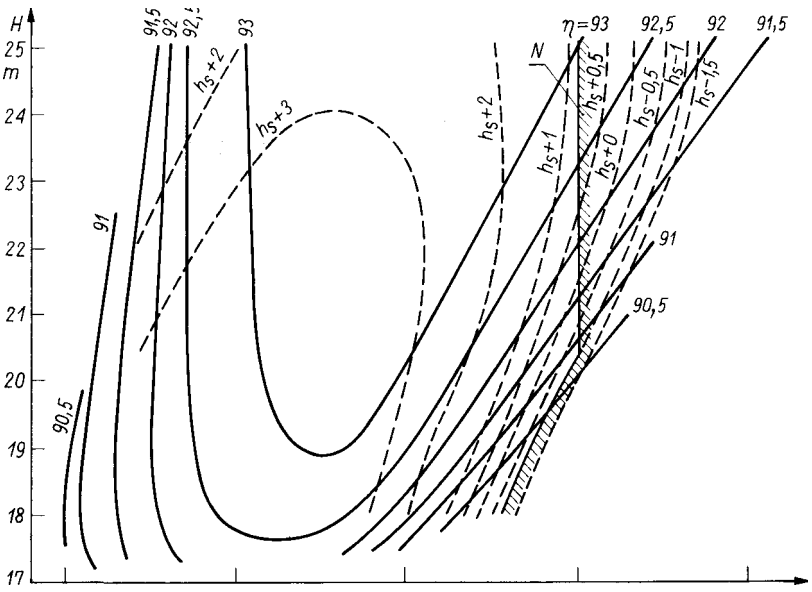

**Rys. 8.3. Charakterystyka uniwersalna. $\eta$ – sprawność turbiny $\sigma$ – współczynnik kawitacji, $a_o$ – otwarcie kierownicy. $\varphi$ kąt ustawienia łopatek wirnika**

Charakterystyka uniwersalna odnosi się do całej serii geometrycznie podobnych turbin. Korzystając z niej, można uzyskać wszystkie podstawowe parametry energetyczne turbiny rzeczywistej w dowolnym stanie ruchu, a także ocenić jej właściwości kawitacyjne w warunkach zainstalowania.

### 8.5.2. Charakterystyki eksploatacyjne

Charakterystyki eksploatacyjne przedstawiają związki pomiędzy parametrami pracy turbiny rzeczywistej w warunkach jej zainstalowania. Można je wyznaczyć na podstawie charakterystyki uniwersalnej lub z bezpośrednich pomiarów energetycznych dokonywanych w terenie.

Jak już wspomniano, każdy punkt charakterystyki uniwersalnej może być przeliczony jako punkt pracy turbiny rzeczywistej o określonej średnicy $D$ i prędkości obrotowej $n$ = nn. Do obliczeń są wykorzystywane przekształcone wzory na wielkości podwójnie zredukowane lub też wzpry uwzględniające dodatkowo korektę wynikającą z różnicy sprawności turbiny modelowej i rzeczywistej. Wyniki tych obliczeń są najczęściej przedstawione w postaci wykresu zbiorczego, dla n=nn= const. (rys. 8.4) w układzie współrzędnych $H$, $N$. Na wykres naniesiono także linie stałych sprawności stałych wysokości ssania i linię ograniczenia mocy.

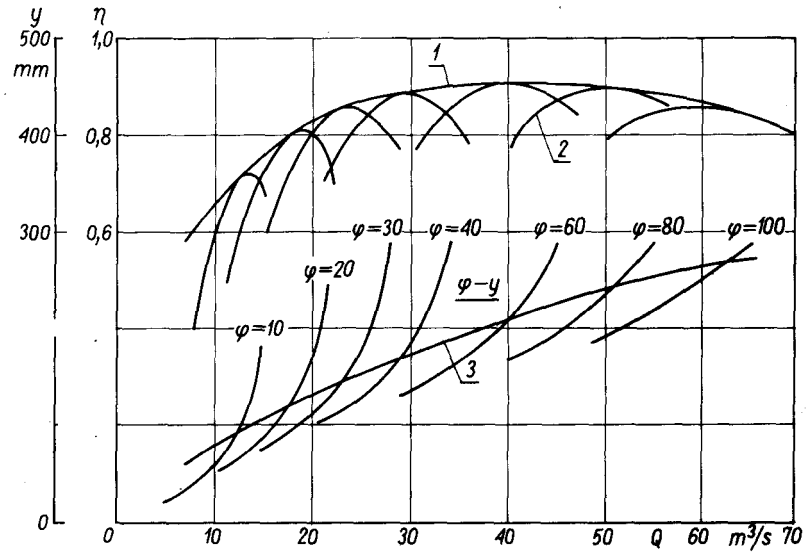


*10000 20000 30000 N 50000 kW 40000*

Rys. 8.4. Charakterystyka eksploatacyjna, *ŋ* - sprawność turbiny, *hs*, - dopuszczalna wysokość ssania, *N* - linia ograniczenia mocy

Pomiary turbin rzeczywistych w warunkach ich zainstalowania są obecnie rzadko dokonywane, a to ze względu na duże koszty pomiarów oraz trudności związane z dotrzymaniem zgodnych z normą warunków pomiarowych. Pomiary te pozwalają na porównanie charakterystyk przeliczonych z badań modelowych z charakterystykami pomiarowymi turbiny rzeczywistej. Pomiary energetyczne turbozespołu dokonywane po dłuższym okresie eksploatacji pozwalają oceniać zmianę parametrów pracy, wynikającą **ze** zużycia turbiny. Najczęściej wyznaczanymi charakterystykami są: charakterystyki sprawnościowe (rys. 8.5) oraz charakterystyki mocy (rys. 8.6). Dla większych turbin są niekiedy sporządzone

wykresy jednostkowego zużycia wody $q$, m³/(kW · h). Charakterystyki turbin rzeczywistych są wyznaczone przy stałej prędkości obrotowej $n_n$ = const. oraz dla stałych wartości spadów $H_t$ = const.




Rys. 8.5. Charakterystyka sprawnościowa turbiny Kaplana. $\eta = f(Q)$, (*1*) i jej charakterystyki śmigłowe (*2*) oraz optymalna zależność kombinatorowa $\varphi - y$ (*3*) $\varphi$ – otwarcie wirnika, *y* – skok siłownika kierownicy

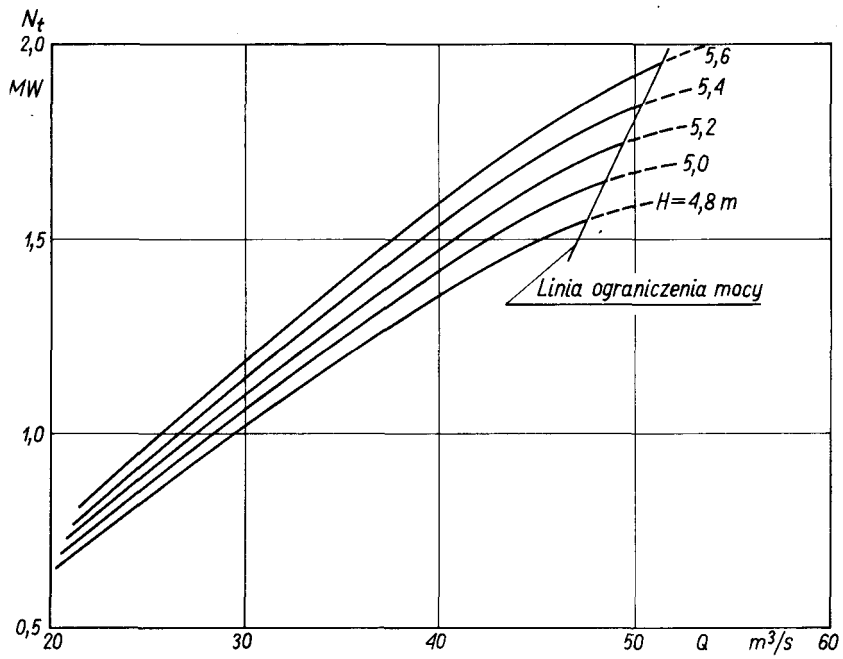
W związku z tym, że w warunkach elektrowni najczęściej nie ma możliwości utrzymania stałego spadu, stosowane są więc wzory redukcyjne umożliwiające przeliczenie przełyku $Q_t$ i mocy turbiny $N_t$ na określony spad $H_r$

$$Q_{tr} = Q_t \sqrt{\frac{H_r}{H}} \tag{8.17}$$

oraz

$$N_{tr} = N_t \frac{H_r}{H} \sqrt{\frac{H_r}{H}} \tag{8.18}$$

gdzie: $Q$ – przełyk, m³/s; $H$ – spad, m; $N$ – moc turbiny lub turbozespołu, kW. Wielkości z indeksem *r* odnoszą się do spadu $H_r$, na który wykonuje się redukcję.




**Rys. 8.6. Charakterystyki mocy turbiny $N_t$ w funkcji przełyku $Q$ – $N_t = f(Q)$, dla różnyc spadów**

Dla potrzeb elektrowni są często sporządzone charakterystyki ekspoloatacyjne turbozespołu. W tym przypadku moc turbiny N, jest zastąpiona mocą elektryczną JVg na zaciskach prądnicy a spad użyteczny - spadem niwelacyjnym (netto), natomiast sprawność turbiny »y, - sprawnością turbozespołu v\^

$$\eta_{tz} = \eta_t \cdot \eta_e \cdot \eta_p \tag{8.19}$$

przy czym: $\eta_t$ – sprawność turbiny, $\eta_e$ – sprawność prądnicy, $\eta_p$ – sprawność przekładni.

Zależność mocy turbozespołu $N_e$ od mocy surowej $N_s$ jest wyrażona wzorem

$$N_e = \eta_{tz} N_s \tag{8.20}$$

po podstawieniu wartości na $N_s$ otrzymuje się



$$N_e = 9{,}81\ Q_t\ H_n\ \eta_{tz} \tag{8.21}$$

gdzie: $N_e$ – moc na zaciskach prądnicy, kW; $Q$ – przełyk, m³/s; $H$ – spad niwelacyjny (netto), m.

## 8.6. Kawitacja oraz wysokość ssania

Kawitacja jest zjawiskiem fizycznym, powstającym przy przepływie cieczy w obszarach obniżonego ciśnienia (poniżej ciśnienia parowania cieczy). Lokalne spadki ciśnienia są naczęściej wywoływane przez

zwiększenie prędkości przepływu, nagłą zmianę kierunku strugi, zawirowania, oderwania, a nawet drgania i duże przyśpieszenia i opóźnienia słupa cieczy. W takich warunkach przy przepływie przez turbinę tworzą się przestrzenie, w których wydzielają się z wody pęcherzyki parowo-gazowe. Są one unoszone zgodnie z przepływem, a gdy trafią do strefy podwyższonego ciśnienia, zawarta w nich para ulega skropleniu, co powoduje gwałtowną implozję pęcherzyka.

W rzeczywistości proces tworzenia i zaniku pęcherzyka jest bardzo skomplikowany. Często niewielkie zmiany ciśnienia w przepływie kawitacyjnym powodują pulsację pęcherzyka z dużą częstotliwością. Jeżeli zjawisko to występuje w pobliżu powierzchni elementu turbiny albo też w głębi materiału (w szczelinach, porach, pęknięciach), to pod wpływem uderzeń hydraulicznych (o dużej sile i częstotliwości) następuje naruszenie spójności materiału i jego niszczenie.

Jednocześnie dość znacznie rozwinięta kawitacja wpływa na zmianę parametrów energetycznych i jest przyczyną powstawania drgań objawiających się charakterystycznym szumem i hałasem.

W turbinach reakcyjnych obszary najbardziej narażone na niszczące działanie kawitacji znajdują się na łopatce wirnika w pobliżu krawędzi wylotowej, na pierścieniu osłony wirnika w obrębie szczelin utworzonych z elementami wirującymi, na piaście wirnika przy łopatkach oraz w części wlotowej rury ssącej.

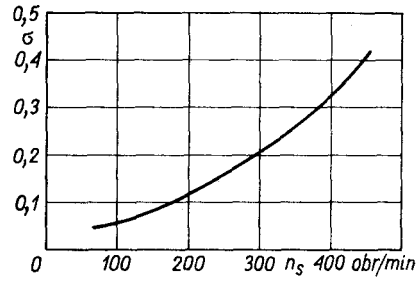
Oceny właściwości kawitacyjnych turbiny dokonuje się na podstawie badań modelowych, w czasie których wyznaczane są przebiegi zmian parametrów energetycznych w funkcji wyróżnika kawitacji o". Prowadzone równocześnie obserwacje wizualne zjawiska oraz rejestracja towarzyszących mu drgań, szumów, pulsacji ciśnień, umożliwia analizę procesu powstawania i rozwoju kawitacji, a także lokalizację miejsc najbardziej zagrożonych.

Jako o' przyjmowany jest zwykle wyróżnik kawitacji Thomy

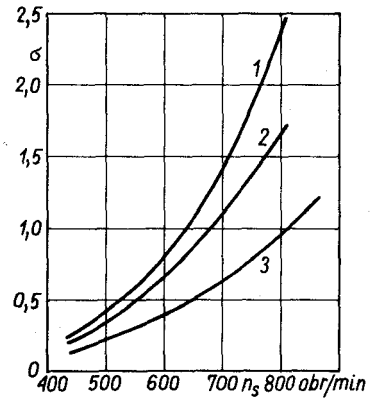
$$\sigma = \frac{h_b - h_s - h_p}{H}$$

gdzie: $h_b$ – wysokość ciśnienia atmosferycznego, m; $h_s$ – wysokość ciśnienia ssania, m; $h_p$ – wysokość ciśnienia pary nasyconej w danej temperaturze, m; $H$ – spad, m.

Przy projektowaniu elektrowni i określaniu posadowienia turbiny, wartość $\sigma$ jest przyjmowana na podstawie charakterystyki uniwersalnej – jako maksymalna wartość występująca w przewidywanym obszarze pracy turbiny. W niektórych przypadkach tak przyjęty współczynnik $\sigma$ zwiększa się o 5 ÷ 10%.




Rys. 8.7. Wartość współczynnika kawitacji $\sigma$ w funkcji wyróżnika szybkobieżności $n_s$ dla turbin Francisa




Rys. 8.8. Wartość współczynnika kawitacji $\sigma$ w funkcji wyróżnika szybkobieżności $n_s$ dla turbin Kaplana. *1* – średnio dla starych typów, *2* – średnio dla nowych typów, *3* – wykonania specjalne



W orientacyjnych obliczeniach, gdy brak jest charakterystyki modelowej, można korzystać z wykresów lub wzorów publikowanych w literaturze. Wartość o' w funkcji wyróżnika szybkobieżności *ns* dla turbiny Francisa przedstawiono na rys. 8.7, a dla turbiny Kaplana i śmigłowej na rys. 8.8.

Formułą empiryczną, pozwalającą na przybliżone określenie wartości współczynnika kawitacji, jest wzór Szczapowa

$$\sigma = \frac{(0{,}1n_s - 0{,}54)^2}{45} + 0{,}035 \qquad (8.23)$$

### 8.6.1. Wysokość ssania

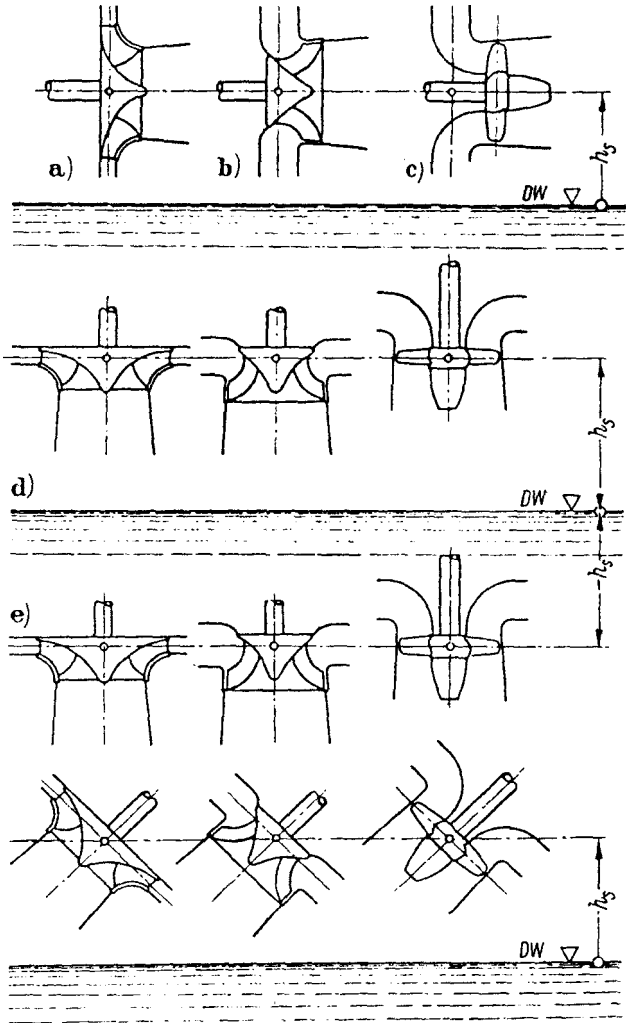
W warunkach elektrowni powstawanie kawitacji zależy od wielu czynników, a w szczególności od typu turbiny, jej szybkobieżności, poprawnego skonstruowania! wykonania, posadowienia turbiny względem zwierciadła dolnej wody (rys. 8.9), a także od wielkości spadu oraz stanu ruchu turbiny.

Położenie wirnika powyżej lub poniżej zwierciadła dolnej wody jest określone odpowiednio jako dodatnia wysokość ssania *hs*, lub ujemna wysokość ssania - *hs* W celu uniknięcia nadmiernie szkodliwego działania kawitacji konieczne jest przyjęcie właściwej wysokości ssania *hs* Nieuzasadnione zmniejszanie wysokości ssania (zatapianie turbiny) powoduje jednak wzrost nakładów inwestycyjnych przypadających na budynek elektrowni.

Wartość hs odniesioną do najniższego występującego w elektrowni poziomu dolnej wody, przy którym szkodliwe oddziaływanie kawitacji na turbinę jest jeszcze możliwe do przyjęcia, nazywa się dopuszczalną wysokością ssania *hsdop* i oblicza ze wzoru

$$h_{sdop} = 10{,}0 - 0{,}0012\, h_m - \sigma H_u \qquad (8.24)$$

gdzie: $h_m$ – rzędna poziomu dolnej wody względem poziomu morza, m; $\sigma$ – współczynnik kawitacji przyjęty z zapasem bezpieczeństwa $5 \div 10\%$; $H_u$ – maksymalny spad użyteczny turbiny, m.




Rys. 8.9. Wysokość ssania hy a) turbina Francisa wolnobieżna, b) turbina Francisa szybkobieżna, c) turbina Kapłana lub śmigłowa, d) dodatnia wysokość ssania, e) ujemna wysokość ssania, *DW*- poziom dolnej wody



## 8.7. Podział turbin

Usystematyzowanie bardzo licznych i różnorodnych konstrukcji turbin wodnych jest możliwe przy wprowadzeniu wielu podziałów, z których podstawowymi są: rodzaj, typ i system turbiny.

**Rodzaj turbiny:** akcyjna, reakcyjna (podział ten uwzględnia różnice w przebiegu zjawisk energetycznych).

**Typ turbiny:** Kapłana (śmigłowa), Francisa, Peltona, Deriaza, Banki Michella (nazwa typu jest związana zwykle z wynalazcą danej turbiny).

**System turbiny** - wynika z przyjętych szczegółowych rozwiązań konstrukcyjnych, np. turbina: w komorze otwartej, w spirali, rurowa, lewarowa, z napływem kielichowym, bliźniacza itd., a także z położenia wału turbiny (pozioma, ukośna, pionowa), z liczby wirników (jedno-i wielowirnikowa).

**Tablica 8.2. Podział turbin wodnych w zależności od szybkobieżnośd**

| Typ turbiny | Zakres wyróżników szybkobieżności w, | Zakres spadów *H, m* |
|---|---|---|
| *Kapłan (śmigłowa) wolnobieżna* | *350-500* | *70-30* |
| *Kapłan (śmigłowa) średniobieżna* | *501-750* | *30-10* |
| *Kapłan (śmigłowa) szybkobieżna* | *751-1100* | *10 i poniżej* |
| *Francis wolnobieżny* | *50-150* | *500-110* |
| *Francis średniobieżny* | *151-250* | *110-50* |
| *Francis szybkobieżny* | *251 -450* | *50 i poniżej* |
| *Pelton wolnobieżny* | *2-15* | *1800-1000* |
| *Pelton średniobieżny* | *16-25* | *1000-700* |
| *Pelton szybkobieżny* | *26-50* | *700-100* |
| *Banki-MichelIa* | *30-200* | *100-5* |

Inne kryteria podziału uwzględniają zakresy parametrów energetycznych: nisko-, średnio- i wysokospadowe małej i dużej mocy oraz zakresy szybkobieżności: wolno-, średnio- i szybkobieżne (tabl. 8.2).

Z danych zawartych w tabl. 8.2. wynika, że każdy typ turbiny jest stosowany w określonym zakresie spadów i szybkobieżności. Równocześnie jest zachowana zależność - gdy wzrasta spad, zmniejsza się wyróżnik szybkobieżności. I tak np. dla turbiny Kapłana dla spadu $H$ = 50 m należy przyjąć wyróżnik szybkobieżności n, ok. 400, a dla spadu $H$ = 10 m, ns - ok. 750. Zasada ta nie dotyczy eksploatowanych jeszcze w kraju turbin Francisa pochodzących z początku **XX w.**

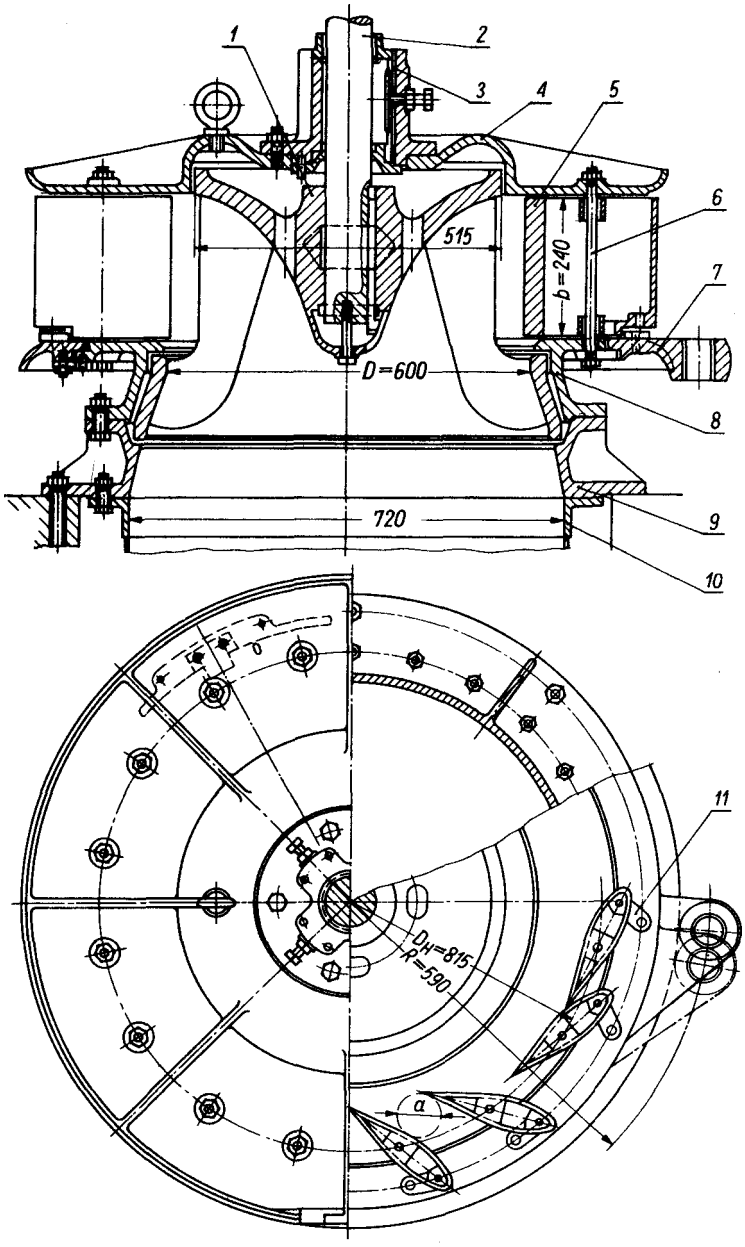
## 8.8. Typy turbin

Konstrukcje poszczególnych typów turbin są dość znacznie zróżnicowane. Jednak większość z nich ma podstawowe zespoły spełniające funkcjonalnie tę samą rolę. Należy tu wymienić: wirnik, kierownicę, korpus turbiny, rurę ssącą, łożyskowanie, uszczelnienie. Dlatego też w szerszym zakresie omówiono jedynie turbinę Francisa - jest to bowiem najczęściej spotykany typ turbiny w krajowej energetyce wodnej. Pozostałe typy turbin: Kapłana, Peltona, Banki Michella, pokazano na rysunkach przedstawiających ich ogólne rozwiązania konstrukcyjne.

### 8.8.1. Turbina Francisa

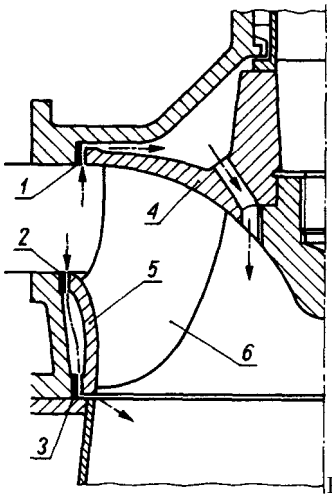
W przeszłości turbina Francisa była instalowana w całym zakresie spadów do 500 m. Obecnie jednak, **ze** względu na możliwość wykorzystania na najniższe spady nowoczesnych rozwiązań turbin rurowych, nie są one zalecane dla spadów poniżej 5 m.

Część przepływową turbiny Francisa (rys. 8.10) stanowią w kolejności: kierownica, wirnik, rura ssąca a także w wielu przypadkach specjalnie ukształtowana obudowa spełniająca rolę elementu doprowadzającego wodę do kierownicy w postaci spirali, leja lub kotła. Przeznaczeniem kierownicy jest zapewnienie dopływu określonej ilości wody do wirnika oraz odpowiednie ukierunkowanie strugi. W wirniku następuje zasadnicza przemiana energii wody na pracę mechaniczną, a także zmiana kierunku przepływu z promieniowego kierunku wylotu kierownicy na osiowy kierunek wylotu z wirnika.




Rys. 8.10. Turbina Francisa z watem pionowym, *1* - wirnik turbiny, *2* - wał turbiny, *3* - łożysko poprzeczne (prowadzące), *4* - pokrywa kierownicy, 5 - łopatka kierownicy, 6 - sworzeń łopatki kierownicy, 7 - pierścień regulacyjny, 8 - podstawa kierownicy, 9 - pierścień podstawy, *10* - rura ssąca, *11* – łącznik

Z wirnika woda odpływa prostoosiową lub zakrzywioną rurą ssącą, której działanie polega na wytworzeniu podciśnienia na wylocie wirnika. Umożliwia to wykorzystanie części spadu, odpowiadającej odległości wirnika od zwierciadła wody w kanale odpływowym. Jednocześnie rura ssąca stwarza warunki do odzyskania części energii kinetycznej opuszczającej wirnik, co jest szczególnie ważne w turbinach szybkobieżnych.



Rys. 8.11. Wirnik turbiny Francisa i jego uszczelnienie. *1,2,3*- pierścienie uszczelniające, *4* - wieniec wewnętrzny wirnika, 5 - wieniec zewnętrzny wirnika, 6 - łopatka wirnika

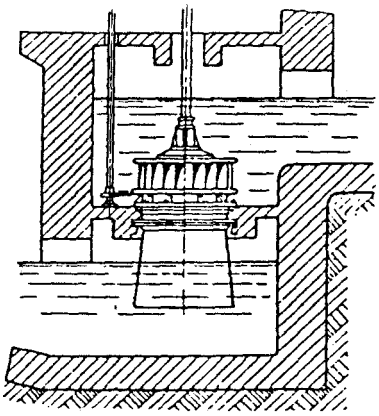
Wirnik turbiny Francisa (rys. 8.11) składa się z dwóch wieńców zewnętrznego i wewnętrznego oraz z łączących ich łopatek. W wieńcu wewnętrznym są wykonane otwory odciążające, zapewniające zmniejszenie sił osiowych wywołanych naporem hydraulicznym. Kształt wirnika i samych łopatek jest ściśle związany z szybkobieżnością (tabl. 8.1).

Powszechnie stosowaną technologią wykonywania wirników turbin Francisa jest odlewnictwo. Obecnie jednak coraz częściej jest stosowana technologia spawalnicza. Łopatki wirnika są zwykle kształtowane metodą wytłaczania.

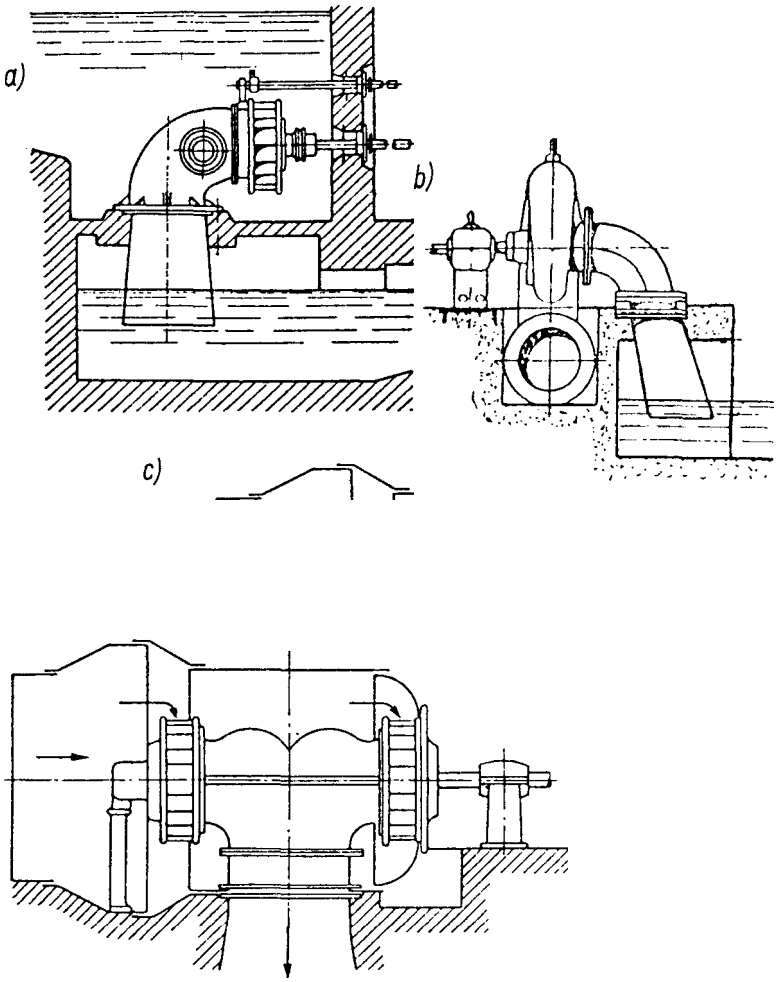
Podstawowym elementem kierownicy (rys. 8.10) są odpowiednio wyprofilowane, ruchome łopatki. Obracają się one wokół sworzni dystansowych, łączących podstawę kierownicy z jej pokrywą. Inne rozwiązanie stanowi łopatka tworząca z czopami jedną całość. Obraca się ona w łożyskach, z których jedno znajduje się w podstawie kierownicy, drugie natomiast w jej pokrywie. Przestawianie łopatek kierownicy jest realizowane przez pierścień regulacyjny i łączniki, a następnie przez cięgna i dźwignię dwuramienną.

Istotnym problemem w konstrukcji turbin Francisajest zapewnienie małych przecieków przez szczeliny na obwodzie wirnika. Dla turbin na niskie spady stosuje się proste rozwiązanie w postaci pierścieni uszczelniających (rys. 8.11). Sprawa uszczelnień staje się szczególnie ważna w przypadku turbin wysokospadowych, w takich bowiem warunkach straty szczelinowe mogą osiągać nawet kilka procent przełyku turbiny.

Zasadniczą zaletą turbiny Francisajest możliwość produkowania jej w różnych rozwiązaniach konstrukcyjnych. Pozwala to na odpowiednie dobranie turbiny do istniejących warunków lokalnych, budowli hydrotechnicznych, wyposażenia mechanicznego. W krajowych elektrowniach wodnych, a w szczególności małych (do 5000 kW), najczęściej są stosowane pionowe turbiny Francisa umieszczone w komorze otwartej (rys. 8.12), rzadziej zamkniętej, lub też turbiny o wale poziomym z krzywakiem, w spirali, bliźniacze i wielowirnikowe (rys. 8.13). Dla wyższych spadów są stosowane turbiny w spiralach stalowych lub żeliwnych, a przy większych przełykach - w spiralach betonowych.



Rys. 8.12. Turbina Francisa w komorze otwartej z watem pionowym



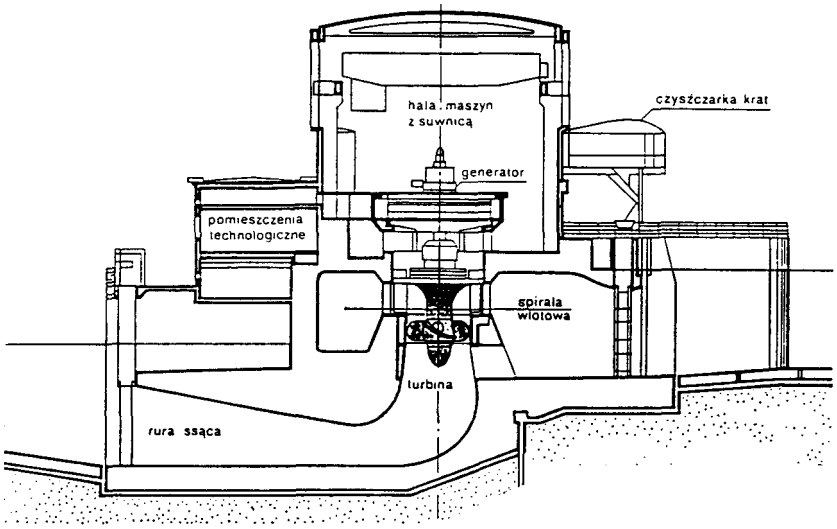

Rys. 8.13. Turbina Francisa z wałem poziomym: a) Francis z krzywakiem, b) Francis w spirali, c) Francis bliźniaczy w kotle

Obecnie dla turbin w zakresie mocy do 1500 kW i dla spadów od 5 do 40 m instalowane są niekiedy turbiny Reiflensteina. Jest to uproszczona turbina Francisa w obudowie spiralnej o prostokątnym przekroju, z kierownicą w postaci jednej łopatki.

### 8.8.2. Turbina Kaplana

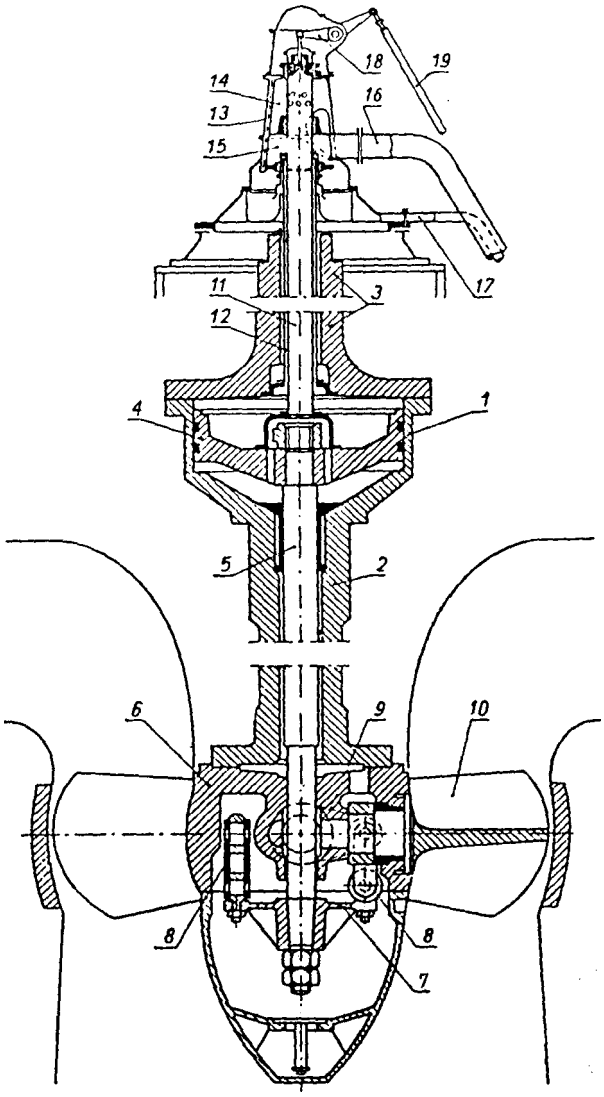
Różnica konstrukcyjna pomiędzy turbiną Francisa i Kaplana uwidacznia się szczególnie w budowie wirnika, konstrukcja kierownicy pozostaje natomiast właściwie nie zmieniona. Wirnik turbiny Kaplana ma

nastawialne łopatki, które obracają się w łożyskach osadzonych w piaście wirnika. Tak więc typowa turbina Kapłana (rys. 8.15) ma dwa regulowane zespoły - wirnik i kierownicę. Pomiędzy nastawieniami łopatek wirnika i kierownicy musi być zachowana ścisła zależność. Zapewnia to wysoką sprawność turbiny w szerokim zakresie obciążeń. Uproszczonym rozwiązaniem turbiny Kapłana jest turbina z pojedynczą regulacją (tylko łopatek wirnika lub tylko kierownicy). Jest to tzw. *turbina śmigłowa,* obecnie bardzo rzadko stosowana.

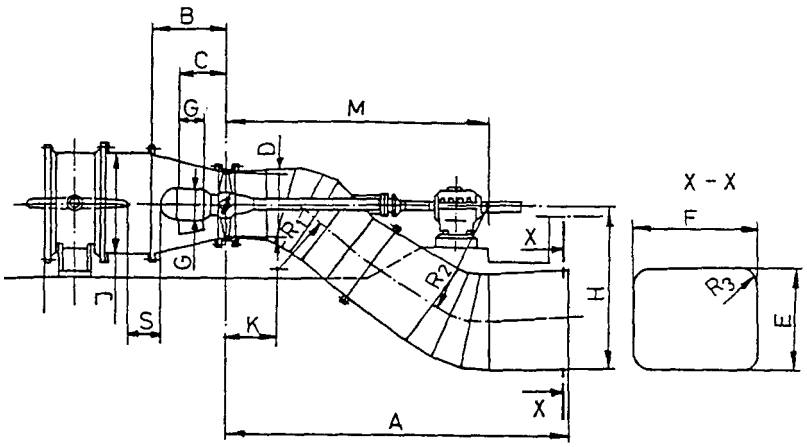



Rys. 8.14. Elektrownia z pionową turbiną Kapłana zabudowana w komorze spiralnej

Przez wiele lat turbina Kapłana (śmigłowa) była najczęściej instalowana w układzie pionowym, zabudowana w komorze spiralnej, blaszanej lub betonowej, z odprowadzeniem wody zakrzywioną rurą ssącą (rys. 8.14). W ostatnich latach bardzo szerokie zastosowanie znalazły liczne rozwiązania konstrukcyjne turbin Kapłana wykonywane w układzie rurowym, o osi poziomej lub ukośnej. Zakres stosowania turbin rurowych pokrywa się zasadniczo z zakresem stosowania klasycznych szybkobieżnych turbin Kapłana. Znaczne uproszczenie kształtu części przepływowej turbiny rurowej - zapewniające prawie prostoosiowy przepływ przez komorę wlotową, wirnik i rurę ssącą - powoduje istotne zmniejszenie strat hydraulicznych, szczególnie przy dużych prędkościach przepływu. Zastosowanie w elektrowni turbiny rurowej upraszcza rozwiązanie budowli hydrotechnicznej oraz zapewnia zwartą konstrukcję budynku elektrowni, przyczynia się więc do zmniejszenia kosztów inwestycyjnych obiektu. Typowe rozwiązanie turbiny Kapłana pokazano na rys. 8.15, turbiny rurowej zaś na rys. 8.16.




Rys. 8.15. Turbina Kaplana, *l* - serwomotor wirnika, 2 - wał turbiny, 3 - wał generatora, *4* - tłok serwomotoru, 5 - drąg regulacyjny, 6 - piasta wirnika, 7 - krzyżak, 8 - łącznik, 9 - dźwignia łopatki, *10*- łopatka wirnika, *11* i *12* - rury olejowe, 13 - głowica olejowa, *14* i i 5 - komory olejowe, *16* - rury oleju regulacyjnego/*17* - rura odprowadzająca przecieki, *18* - dźwignia odwodzenia, *19* - drążek odwodzenia

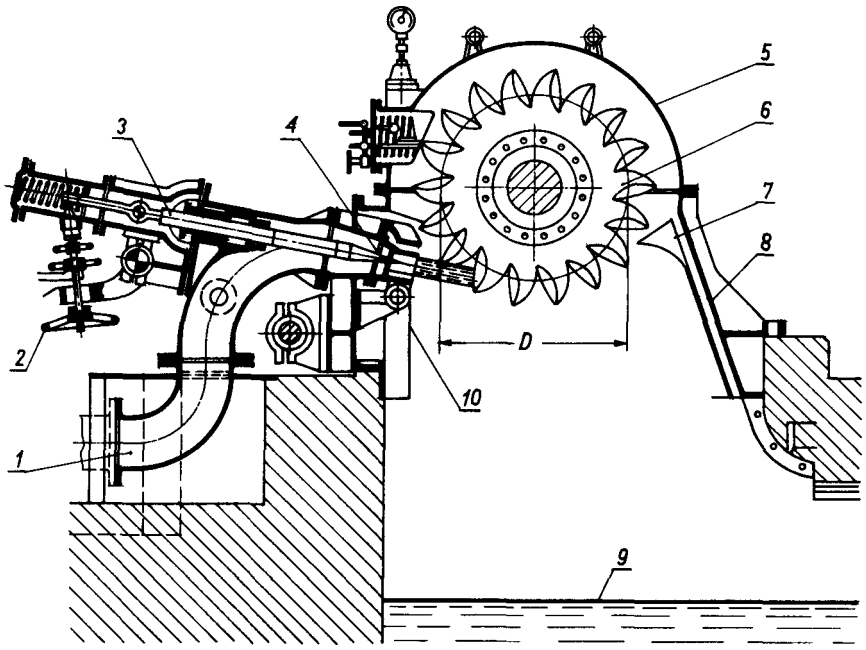


| | | | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| D | 500 | 650 | 900 | 1100 | 1300 | 1550 | 1800 | 2100 |
| A | 2600 | 3162 | 4100 | 4850 | 5600 | 6537 | 7475 | 8600 |
| B | 500 | 590 | 740 | 860 | 980 | 1130 | 1280 | 14GO |
| C | 300 | 375 | 500 | 600 | 700 | 825 | 950 | 1100 |
| E | 750 | 975 | 1350 | 1650 | 1950 | 2325 | 2700 | 3150 |
| F | 1000 | 1300 | 1800 | 2200 | 2600 | 3100 | 3600 | 4200 |
| G | 220 | 286 | 396 | 484 | 572 | G82 | 792 | 924 |
| H | 1250 | 1610 | 2210 | 2690 | 3170 | 3770 | 4370 | 5090 |
| *j* | *785* | *965* | *1265* | *1505* | *1745* | *2045* | *2345* | *2705* |
| *K* | *215* | *280* | *388* | *474* | *560* | *667* | *775* | *904* |
| *M* | *1970* | *2405* | *3130* | *3710* | *4290* | *5015* | *5740* | *6610* |
| *RI* | *355* | *461* | *639* | *751* | *923* | *1100* | *1275* | *1491* |
| *"2* | *415* | *539* | *747* | *913* | *1079* | *1286* | *1494* | *1743* |
| *F?3* | *40* | *52* | *72* | *85* | *104* | *124* | *144* | *168* |
| *MIN* | *135* | *142* | *155* | *1(O5* | *175* | *187* | *200* | *215* |

Rys. 8.16. Turbina Kapłana rurowa S - typoszereg turbin krajowyc

### 8.8.3. Turbina Peltona

Turbina Peltona jest stosowana do najwyższych spadów osiągających wartość 2000 m. W turbinie tej całkowity spad statyczny (pomniejszony o straty związane z przepływem) zostaje zamieniony w dyszy na energię prędkości strumienia wody. Energia ta jest przekazywana wirnikowi, który składa się z łopatek w postaci czarek oraz kołowej tarczy wraz z piastą. Czarki są zwykle wykonane jako oddzielne odlewy i łączone są z tarczą za pomocą śrub i klinów. W niektórych rozwiązaniach wirniki stanowią jednolity odlew.



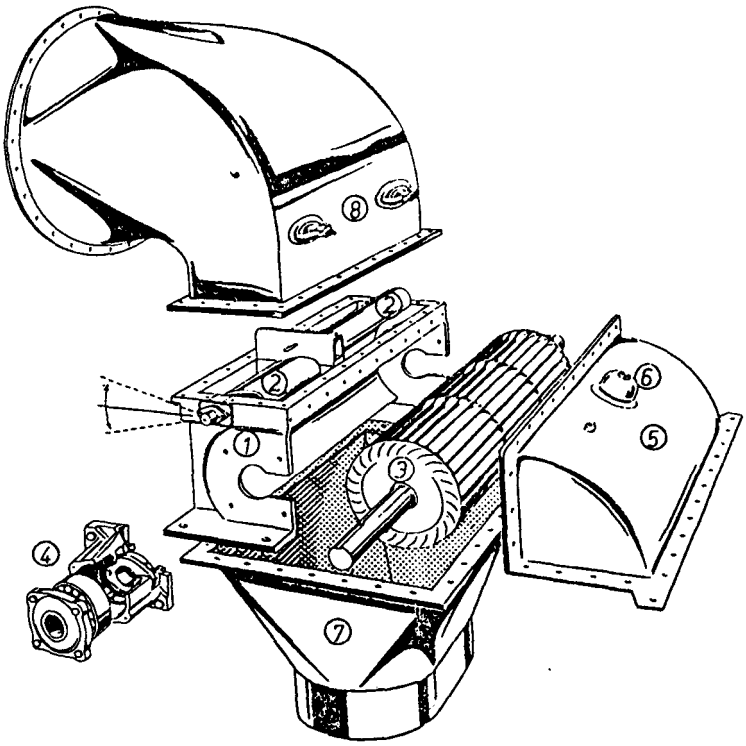

Rys. 8.17. Turbina Peltona. *l* - rurociąg doprowadzający, 2 - sterowanie ręczne,
*3* - urządzenie przesuwające iglicę, *4* - dysza z iglicą, 5 - osłona wirnika, 6 - wirnik turbiny,

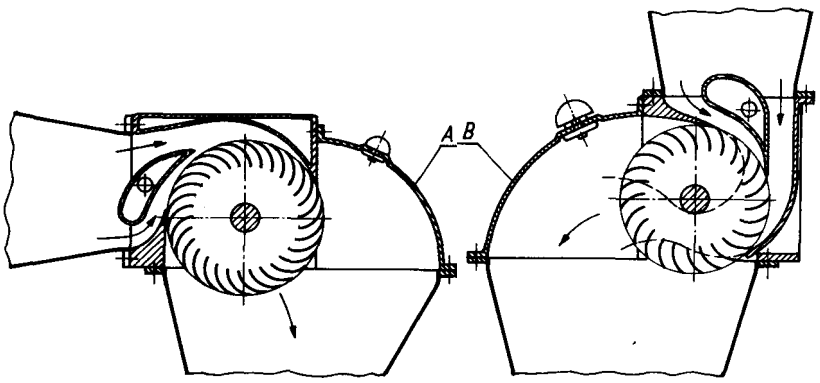
7 - odcinacz wody, 8 - korpus turbiny, 9 - kanał odpływowy, *10* - odchylacz strumienia

Kierownica turbiny Peltona różni się zasadniczo od kierownicy Francisa lub turbiny Kapłana. Tworzą ją dysza i nastawialna iglica zapewniająca całkowite zamknięcie wypływu wody. Dodatkowy element stanowi odchylacz strugi umożliwiający odcięcie strumienia wody od wirnika przy nagłych odciążeniach turbiny. Wirnik turbiny może być zasilany z jednej lub kilku dysz, zwykle nie więcej niż czterech. W różnych rozwiązaniach turbiny Peltona są stosowane konstrukcje jedno- lub kilkuwirnikowe osadzane na wale poziomym (rys. 8.17) lub pionowym.

### 8.8.4. Turbina Banki-Michella

Turbina Banki-Michella jest właściwie przepływową turbiną akcyjną. Jej cechą charakterystyczną jest szeroki strumień wody o przekroju prostokątnym, przepływający dwukrotnie przez palisadę łopatkową wirnika. Zasilanie wirnika odbywa się za pomocą odpowiednio ukształtowanej jednołopatkowej kierownicy. W wielu konstrukcjach turbin został wprowadzony podział wirnika i kierownicy na dwie części:
wąską -1/3 długości i szeroką - 2/3 długości. W ten sposób uzyskuje się dogodne dostosowanie turbiny do trzech różnych natężeń przepływu. Typowe rozwiązanie konstrukcyjne turbiny Banki-Michella pokazano na rys. 8.18.



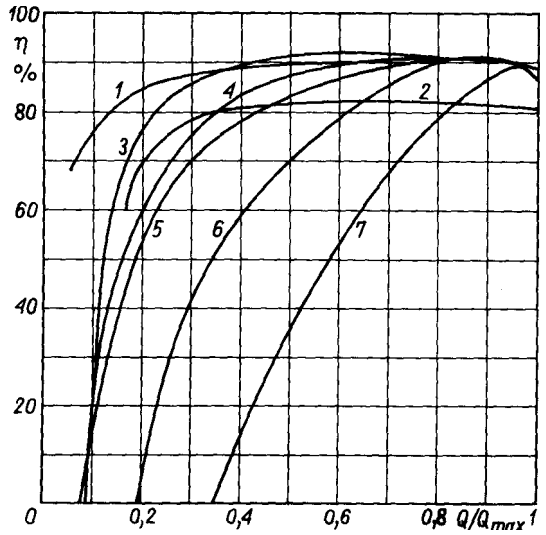



Rys. 8.18. Turbina Banki-Michella - rozwiązania konstrukcyjne. A - poziome doprowadzenie wody, B- pionowe doprowadzenie wody, *l* - korpus turbiny, *2*- kierownica, 3 - wirnik, *4* - łożyskowanie wirnika, 5 - osłona wirnika, 6 - zawór napowietrzający, 7 - rura ssąca, 8 - króciec wlotowy

## 8.9. Porównanie podstawowych typów turbin

Poszczególne typy turbin różnią się od siebie nie tylko rozwiązaniami konstrukcyjnymi, lecz także własnościami energetycznymi oraz eksploatacyjno-ruchowymi (rozbieg, kawitacja, możliwości regulacyjne). Jak wynika z tabl. 8.2., każdemu typowi turbiny jest przyporządkowany określony zakres zalecanych spadów i szybkobieżności.

Oceniając ogólnie właściwości energetyczne turbin, należy porównać ich charakterystyki sprawnościowe, rys.8.19. Z wykresów wynika, że dla różnych typów turbin i szybkobieżności maksymalne wartości sprawności są prawie równe. Pewne zmniejszenie sprawności występuje w turbinach Banki-Michella. Dla szerokiego zakresu przełyków (obciążeń) kształty charakterystyk są jednak bardzo zróżnicowane. Płaska charakterystyka zapewnia dobre efekty produkcyjne przy znacznych zmianach przełyku turbiny. Przy stromej charakterystyce turbin śmigłowych praca z dużą sprawnością jest możliwa jedynie dla bardzo wąskiego zakresu zmian przełyku. Dlatego też turbina tego typu jest obecnie rzadko stosowana.



$0{,}8\ Q/Q_{max}\ 1$

Rys. 8.19. Sprawności różnych typów turbin: *1* – Pelton, *2* – Banki-Michella, *3* – Kaplan klasyczny $n_s = 650$, *4* – Kaplan z pojedynczą regulacją łopatek wirnika $n_s = 700$, *5* – Francis $n_s = 200$, *6* – Francis $n_s = 400$, *7* – śmigłowa (regulowana kierownica) $n_s = 650$

Z rysunku 8.19 wynika również, że dla biegu jałowego turbiny ($\eta = 0$) względne wartości przełyku są różne. Wynoszą one ok. 10% $Q_n$ dla wolnobieżnych i średniobieżnych turbin Kaplana i Francisa, ok. 20% $Q_n$ – dla szybkobieżnych turbin Francisa oraz dochodzą do 45% $Q_n$ dla szybkobieżnych turbin śmigłowych.

Porównanie wartości współczynników kawitacji $\sigma$ turbin Francisa i Kaplana przy różnych zakresach wyróżników szybkobieżności $n_s$ podano w tabl. 8.3.

**Tablica 8.3. Współczynniki kawitacji i wyróżniki szybkobieżności turbin Francisa i Kaplana**

| szybkobieżność | Francis | | Kaplan | |
|---|---|---|---|---|
| | $n_s$ | $\sigma$ | $n_s$ | $\sigma$ |
| Wolnobieżna | 50 – 150 | 0,03 – 0,08 | 350 – 500 | 0,3 – 0,5 |
| Średniobieżna | 151 – 250 | 0,08 – 0,15 | 501 – 750 | 0,5 – 1,0 |
| Szybkobieżna | 251 – 450 | 0,15 – 0,30 | 751 – 1100 | 1,0 – 2,5 |


128

## 8.10. Dobór turbiny

Właściwy dobór turbiny dla projektowanej lub modernizowanej elektrowni jest zagadnieniem bardzo istotnym. Decyduje on bowiem o dalszych rozwiązaniach konstrukcyjnych, kosztach inwestycyjnych, a także w znacznym stopniu o efektach produkcyjnych i właściwościach eksploatacyjnych turbozespołu. Przyjęcie określonego typu i systemu turbiny rzutuje w znacznym stopniu na rozwiązanie budowli hydrotechnicznej i jej koszty oraz na cały układ mechaniczny turbozespołu - w szczególności na przeniesienie napędu z turbiny na prądnicę.

**Tablica 8.4. Typy i systemy turbin wodnych**

| Typ i system turbiny | Spad $H$ | Przełyk $Q$ | Moc turbiny $N_t$ | Minimalne częściowe obciążenie | Prędkość obrotowa $n_t$ |
|---|---|---|---|---|---|
| | m | m³/s | kW | % | obr/min |
| *Typ Kaplan* | | | | | |
| – klasyczny rys. 8.14 | 1 – 5 | 0,5 – 10 | 5 – 450 | 33 | 100 – 750 |
| – rurowy A | 1,5 – 6 | 3 – 12 | 40 – 600 | 20 | 150 – 400 |
| – rurowy S rys. 8.16 | 3 – 10 | 1 – 15 | 25 – 1200 | 20 | 180 – 1000 |
| – rurowy Z | 5 – 25 | 2,5 – 15 | 100 – 3000 | 20 | 250 – 1000 |
| *Typ Francis* | | | | | |
| – Reiffenstein | 5 – 40 | 0,1 – 1,5 | 10 – 400 | 50 | 250 – 1500 |
| – w komorze rys. 8.12 | 20 – 80 | 0,1 – 2,0 | 12 – 500 | 40 | 600 – 1500 |
| – w spirali rys. 8.13 b | 15 – 150 | 0,1 – 8,0 | 15 – 1200 | 40 | 150 – 1500 |
| *Banki-Michella* | 2 – 50 | 0,02 – 7 | 10 – 500 | 16 | 150 – 1500 |
| *Typ Pelton* | | | | | |
| – mini | 15 – 50 | 0,025 – 0,2 | 10 – 50 | 15 | 500 – 1500 |
| – mały | 40 – 200 | 0,015 – 0,2 | 10 – 100 | 15 | 500 – 1500 |
| – poziomy rys. 8.17 | 75 – 500 | 0,01 – 1,0 | 10 – 2000 | 15 | 500 – 1500 |

Szczególnie ważne zagadnienie stanowi przyjęcie właściwego przełyku instalowanej turbiny, a następnie dobór odpowiedniego typu i wielkości. Przy szacunkowej ocenie przełyku turbiny można kierować się stosunkiem ($\alpha = \frac{Q}{Q_{śr}}$) przełyku instalowanego $Q$ do średniego natężenia przepływu rzeki $Q_{śr}$. Dla małych elektrowni przepływowych- stosunek ten zależy głównie od charakteru rzeki i najczęściej wynosi od 0,8 do 1,4. W elektrowniach tego typu cały roczny przepływ rzeki nie

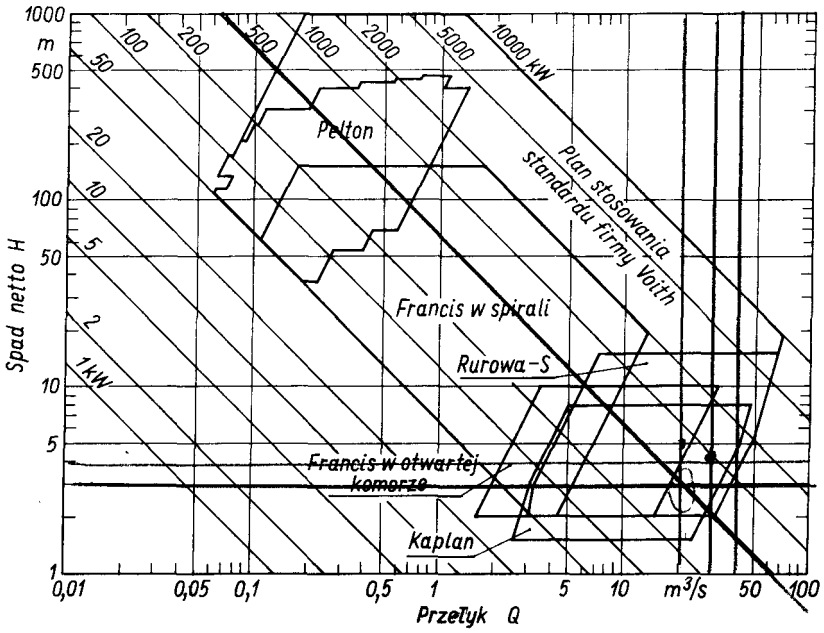


może być wykorzystany. Współczynnik wykorzystania przepływu waha się zwykle w granicach od 0,65 do 0,95 z tym, że mniejsze wartości dotyczą rzek górskich o bardzo zmiennych przepływach, a większe dla rzek nizinnych o wyrównanym przepływie.

Moc elektrowni przepływowej jest zmienna i często moc instalowana nie może być osiągnięta ze względu na okresowe zmiany natężenia przepływu w rzece lub ze względu na zmniejszenie się spadu przy zwiększonych przepływach.

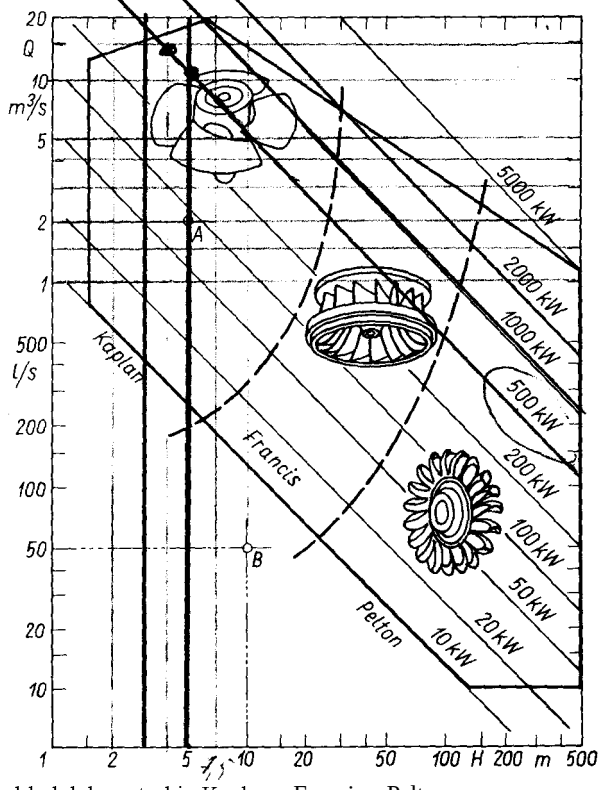
Ostateczny dobór właściwego typu i wielkości turbiny do istniejących warunków hydroenergetycznych cieku, tj. do zmiennych natężeń przepływu i spadów, powinien być dokonany na podstawie dokładnej analizy techniczno-ekonomicznej podanej w rozdz. 4.

Zestawienie zastosowań różnych typów i systemów turbin podano w tabl. 8.4 oraz na rys. 8.20 i 8.21. Program podany na rys 8.20 został opracowany na podstawie standardowej produkcji austriackiego przemysłu turbinowego. Przyjęcie proponowanych zastosowań gwarantuje stosunkowo niskie koszty inwestycyjne oraz korzystne efekty produkcyjne.




Rys. 8.20. Propozycja produkcji turbin firmy Yoith

Na rysunku 8.21 pokazano przykłady doboru turbiny dla dwóch par wartości $Q$ i $H$.




Rys. 8.21. Przykład doboru turbin Kaplana, Francisa, Peltona

**Przykład A** – Dany jest spad $H = 5$ oraz przełyk $Q = 2$ m³/s.

Właściwie dobraną turbiną będzie turbina Kaplana, a moc osiągana przez nią wyniesie ok. 80 kW.

**Przykład B** – Dany jest spad $H = 10$ m oraz przełyk $Q = 50$ l/s.

Punkt przecięcia się linii odpowiadających tym wielkościom i prostopadłych do osi $H - Q$ znajduje się poza obszarem objętym produkcją turbin. Należy więc przyjąć, że realizacja takiego obiektu jest obecnie nieuzasadniona ze względów ekonomicznych.

## 8.11. Krajowe konstrukcje turbin

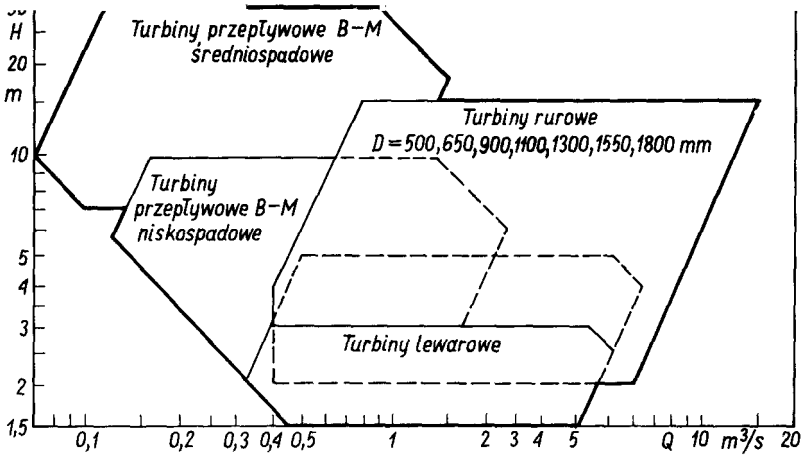
Prowadzone w latach 1981 -1990 prace badawczo-rozwojowe na rzecz energetyki wodnej objęły m.in. wiele opracowań studialnych dotyczących turbin wodnych. Zaprojektowano prototypowe turbiny oraz opracowano i wykonano ich modele, które zostały przebadane w laboratoriach Politechniki Gdańskiej oraz Instytutu Maszyn Przepływowych PAN w Gdańsku. Na tej podstawie opracowano kilka typoszeregów, a także wykonano pełną dokumentację techniczną poszczególnych typów i wielkości.

W szczególności prace te związane były z turbinami:

- Kaplana rurowymi „S" i kolanowymi, z pojedynczą regulacją łopatkami wirnika;
- Banki-Michella niskospadowe i średniospadowe;
- śmigłowymi, pracującymi w układzie lewarowym lub z napływem (turbiny te przystosowane zostały do przestawiania łopatek wirnika podczas postoju).

Dane techniczne tych turbin oraz ich podstawowe charakterystyki zostały zamieszczone w katalogach wydanych przez instytucje projektujące określony typoszereg.

W końcowych fazach realizacji programów badawczych wykonano prototypowe turbiny. Zostały one zainstalowane w pilotowych elektrowniach w celu przeprowadzenia wszechstronnych badań eksploatacyjnych.




Rys. 8.22. Proponowany zakres zastosowań turbin krajowej konstrukcji

Na rysunku 8.22 przedstawiono propozycję dotyczącą zakresu stosowania poszczególnych typów turbin. Obecnie jedynym w kraju producentem turbin rurowych i Banki-Michella są Zakłady Remontowe Energetyki w Gdańsku, ul. Na Stąpce 1A. Produkcji turbin Kapłana w układzie klasycznym (o średnicach 1800 mm i 2100 mm) podjęły się Dolnośląskie Zakłady Metalurgiczne DOZAMET w Nowej Soli. W 1992 r. wznowiła produkcję turbin wodnych Francisa Radomska Fabryka Maszyn, 97-500 Radomsko ul. Krasickiego 63/71 (d. firma Kryzel i Wojakowski).

### 8.12. Łożyskowanie turbin wodnych

Poprawnie zaprojektowane, wykonane, a następnie we właściwy sposób eksploatowane układy łożyskowania turbin wodnych, a także przekładni obrotów z nimi współpracującymi, w znacznym stopniu determinują wysoką dyspozycyjność i cichobieżność turbozespołów zainstalowanych w MEW. Najczęściej stosowanymi w nich typami łożysk są:

- łożyska ślizgowe, których panewki są wylane stopem łożyskowym,
- łożyska ślizgowe z panewkami gumowymi,
- łożyska lignofolowe,
- łożyska ślizgowe z panewkami z tworzyw sztucznych,
- łożyska toczne: kulkowe i rolkowe.

#### 8.12.1. Łożyska ślizgowe z panewkami ze stopu łożyskowego

Łożyska te występują w turbinach wodnych jako:

- promieniowe (poprzeczne),
- osiowe (wzdłużne),
- osiowo-promieniowe (wzdłużno-poprzeczne).

Powyższy typ łożysk jest dominującym w starszych egzemplarzach turbin Francisa jakie zachowały się na terenie naszego kraju.

W łożyskach osiowych oraz promieniowo-osiowych tarczę oporową łożysk stanowi kołnierz ukształtowany na wale turbiny poprzez toczenie, względnie osobny kołnierz umocowany do wału i wraz z nim obrabiany - **ze** względu na bardzo duże wymagania dotyczące zachowania prostopadłości kołnierza do osi wału (dopuszczalna wartość „bicia" wynosi 0,02 mm).

Łożyska ślizgowe turbin wodnych wylane stopem łożyskowym pracują wyłącznie w zakresie tarcia płynnego (bez kontaktu bezpośredniego panwi łożyska z czopem wału). Jedynie podczas rozruchu

i zatrzymania turbiny pracują one przy niewielkich prędkościach obrotowych z tarciem półsuchym (powierzchnie trące nie są od siebie oddzielone płynną warstwą smaru oraz nie są idealnie czyste i gładkie). Z tego względu zalecane naciski mają zazwyczaj umiarkowane wartości, najczęściej 3—10 kG/cm$^2$, co umożliwia pracę łożyska również przy tarciu półsuchym. Naciski jednostkowe oblicza się w łożyskach poziomych dzieląc

ciężar części wirującej hydrozespołu przez wielkość powierzchni rzutu dolnych panwi, tj. średnicy otworów dolnych panwi pomnożonych przez długość panwi, natomiast w łożyskach pionowych dzieląc ciężar części wirującej hydrozespołu wraz z siłą naporu hydraulicznego przez powierzchnię tarczy oporowej (względnie segmentów łożyska oporowego). Wystarczającą gładkość czopa i panwi uzyskuje się obecnie przez dokładne toczenie otworu panwi oraz dokładne toczenie i polerowanie czopa. Zabieg tzw. doskrobywania panwi należy stosować tylko przy remontach.

Właściwą lepkość oleju turbinowego stosowanego do smarowania łożysk ślizgowych uzyskuje się przez utrzymywanie temperatury łożyska w granicach 45°C do 65°C. W łożyskach promieniowych przyjmuje się luz całkowity ok. 1,5°/oo średnicy czopa.

W łożyskach promieniowych, poziomych występują luzy boczne i górne. Wielkość tych luzów określa się w zależności od wielkości średnicy czopa. Zalecany luz boczny wynosi ok. 1‰ średnicy czopa na stronę, a luz górny ok. 1,5‰ średnicy czopa. W łożyskach promieniowych pionowych przyjmuje się luz całkowity około 1,5°/oo średnicy czopa. Przy niewłaściwym doborze luzów w łożysku może wystąpić
- oprócz zjawisk typowych (jak grzanie się łożysk, zatarcie panwi itp.)
- zjawisko drgania czopa. Drgania mogą wystąpić szczególnie w nisko obciążonych łożyskach i przy zastosowaniu zbyt dużych luzów. W łożyskach promieniowych turbin wodnych najczęściej stosuje się długość czopa równą jego średnicy.

Smarowanie omawianych łożysk odbywa się zwykle na zasadzie smarowania indywidualnego, ciągłego, bezciśnieniowego. Najczęściej smarowanie łożysk poziomych odbywa się przy użyciu pierścieni. Pierścienie smarujące umieszcza się na obracającym wale. Obrót pierścienia jest wywołany tarciem o czop. W celu uniknięcia powstawania klina olejowego między wałem a pierścieniem wykonuje się w nim wewnętrzne obwodowe rowki. Oleje o dużej gęstości powodują „zacieranie się" pierścienia, oleje o zbyt małej lepkości są powodem niedostatecznego dopływu oleju do miejsc smarowania (ściekają zanim dostaną się do panewek). Często stosuje się pierścienie umocowane na stałe na wale. Nie mają one wspomnianych wyżej wad, ale za to przy dużych obrotach powodują nadmierny rozprysk oleju.
Głębokość zanurzenia pierścieni oblicza się **ze** wzoru

$$t = D^{0,6} \text{ mm} \qquad (8.25)$$

przy czym D oznacza średnicę wewnętrzną pierścienia w mm.
Wymiary konstrukcyjne pierścieni smarujących zależą od średnicy wału; zawarto je w tablicy 8.5.

**Tablica &S. Wymiary pierścieni smarujących w zależności od średnicy wala (w mm)**

| Średnica czopa *d* | *Średnica wewnętrzna pierścienia b* | *Szerokość* | *Grubość* | *Zaokrąglenia pierścienia r* | *Szerokość szczeliny w panewce B* |
|---|---|---|---|---|---|
| | | *pierścienia b* | *pierścienia s* | | |
| *10-12* | *25* | *5* | *2* | | *6-8* |
| *13* | *30* | *5* | *2* | *0,3* | *6-8* |
| *14-17* | *35* | *6* | *2* | | *7-10* |
| *18-20* | *40* | *6* | *2* | | *7-10* |
| *20-22* | *15* | *6* | *2* | | *7-10* |
| *25-28* | *50* | *8* | *3* | | *9-12* |
| *28-30* | *55* | *8* | *3* | | *9-12* |
| *30-32* | *60* | *8* | *3* | | *9-12* |
| *32-35* | *65* | *10* | *3* | | *11-14* |
| *36-40* | *70* | *10* | *3* | | *11-14* |
| *41-42* | *75* | *10* | *3* | | *11-14* |
| *43-48* | *80* | *10* | *3* | | *11-14* |
| *49-55* | *90* | *12* | *4* | | *13-16* |
| *56-60* | *100* | *12* | *4* | *0,5* | *13-16* |
| *61-65* | *110* | *12* | *4* | | *13-16* |
| *66-75* | *120* | *12* | *4* | | *13-16* |
| *76-80* | *139* | *12* | *4* | | *13-16* |
| *81-90* | *140* | *15* | *5* | | *18-20* |
| *91-95* | *150* | *15* | *5* | | *18-20* |
| *96-105* | *160* | *15* | *5* | | *18-20* |

| | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|
| *106-120* | *180* | *15* | *5* | | *18-20* |
| *121-130* | *200* | *15* | *5* | | *18-20* |
| *131-140* | *220* | *18* | *6* | | *20-24* |
| *141-170* | *260* | *18* | *6* | *0,8* | *20-24* |
| *171-200* | *310* | *21* | *7* | | *24-28* |

Za pomocą pierścieni swobodnych smaruje się wały o prędkości obwodowej v =0,5 — 32 m/s. Do smarowania długich czopów stosuje się kilka pierścieni. Przy smarowaniu pierścieniowym temperatura smarowanego łożyska nie powinna być wyższa niż 15 — 20°C w stosunku do temperatury otoczenia. W przeciwnym przypadku należy zwiększyć gabaryty wanny olejowej w celu zwiększenia jej pojemności cieplnej. Pierścienie smarujące stosuje się do smarowania wałów poziomych, pracujących bez drgań.

Odmianę smarowania pierścieniowego stanowi smarowanie za pomocą łańcucha. Smarowanie łańcuchowe stosuje się przy bardzo małych prędkościach obrotowych, przy których ruch swobodnego pierścienia smarującego może być za wolny. Elastyczny, o małych ogniwach łańcuch podaje więcej oleju niż pierścień.

**Tablica 8.6. Zastosowanie produktów smarowniczych do turbin wodnych**

| Miejsce zastosowania | Rodzaj smarowania | Zalecany smar |
|---|---|---|
| Łożyska stopowe i oporowe Piasty wirnika w turbinach Kaplana | smarowanie obiegowe kąpiel olejowa | olej turbinowy T-40<br>olej cylindrowy Cl-17/100-0-10 (dawny PN-240 |
| Łożyska oporowe typu Michella Przekładnie zębate - otwarte | smarowanie obiegowe nakładanie ręczne | olej turbinowy T-40<br>olej cylindrowy Cl-17/100-0-10 |
| Napędy hydrauliczne zasuw i regulacja Sworznie łopatek | smarowanie obiegowe nakładanie ręczne | olej WZ-4 smar do łożysk tocznych ŁT-1 |
| Łożyska toczne | nakładanie ręczne | smar do łożysk tocznych ŁT-1 |
| Ogólne smarowanie | smarowanie ręczne i pierścieniowe | olej maszynowy 26Z (dawny 3Z) |
| *) W celu niewprowadzania dodatkowego gatunku smaru | | |

W dolnych panwiach łożysk poziomych nie należy wykonywać żadnych rowków, gdyż powodują one zrywanie klina olejowego i pogarszają warunki pracy łożyska.

Przy doborze oleju do smarowania łożysk i innych węzłów turbin wodnych należy posłużyć się tablicą 8.6.

### 8.12.2. Łożyska gumowe

Łożyska gumowe są smarowane wodą. Guma stosowana do produkcji panwi łożyska powinna być wykonana wg specjalnych warunków technicznych. Powinna mieć następujące własności mechaniczne: twardość 8,3 —12,6 kG/cm$^2$ wg GOST 263-41; granica wytrzymałości na rozciąganie - nie mniej niż 120 kG/cm$^2$; wydłużenie względne - nie mniej niż 40%; wytrzymałość spójności z motałem nie mniejsza niż 40 kG/cm$^2$ przy próbie na ścinanie.

Powierzchnia panwi stykająca się z wałem powinna być gładka. Gumę obrabia się za pomocą specjalnych noży o bardzo małym kącie skrawania, rzędu 15 —20°. Gumę należy obrabiać w ten sposób, aby skrawany wiór schodził całą warstwą od początku do końca przejścia. Zaleca się następujące warunki skrawania: prędkość skrawania 40—60 m/min; posuw przy skrawaniu wstępnym 0,86 — 2 mm/obr; posuwy przy obróbce końcowej 0,29 —0,43 mm/obr; głębokość skrawania przy obróbce wstępnej 1 —2,5 mm; głębokość skrawania przy obróbce końcowej 0,4 — 0,6 mm. Nie zaleca się zmniejszania głębokości skrawania przy obróbce końcowej, gdyż zdejmowana przy toczeniu warstwa gumy może się przerwać, wskutek czego nie otrzyma się żądanej gładkości powierzchni. Gumy nie można szlifować, dlatego też toczenie na gotowo powinno zapewnić prawidłowe wymiary łożyska.

Łożysko gumowe nie może pracować bez smarowania nawet przez krótki czas, dlatego zasilanie łożyska w wodę powinno być bezwarunkowo pewne. W tym celu w elektrowni wodnej przewiduje się często dwa niezależne źródła zasilania łożysk w wodę - jedno z komory, drugie z wodociągu elektrowni Ażeby woda doprowadzona do łożyska należycie smarowała całą powierzchnię łożyska, jest ono w swojej dolnej części zaopatrzone w odsądzenie, które obejmuje wał, z niedużym luzem, zapewniającym dławienie wody i niezbędne ciśnienie w łożysku.

Łożyska gumowe należy chronić przed produktami naftowymi (nafta, benzyna), a luzy w nich dobierać wg zasad podanych dla łożysk wylewanych stopem, powiększając je o ok. 0,05 mm.

### 8.12.3. Łożyska lignofolowe

Najważniejszą zaletą łożysk lignofolowych jest to, iż ich smarowanie odbywa się za pomocą wody oraz ich niska cena. Łożyska lignofolowe są tańsze od gumowych, dlatego znajdują zastosowanie w małych turbinach przy czystej wodzie, a szczególnie wtedy, kiedy konstrukcja turbiny wymaga umieszczenia łożyska w strudze wody, np. w turbinie znajdującej się w komorze otwartej. Łożysko takie składa się z metalowych sektorów, do których mocuje się klocki lignofolowe. Konstrukcja powinna zapewniać umocowanie klocków lignofolu w kierunku bocznym, gdyż przy ich pęcznieniu powstają znaczne naprężenia dochodzące do 150 $kG/cm^2$. Przy niedużych wymiarach łożysk klocki mocuje się do tulei metalowej. Taką tuleję wstawia się do obudowy łożyska i przymocowuje się wkrętami z łbem wpuszczanym. Luzy w łożyskach lignofolowych dobiera się jak dla łożysk wylewanych stopem. Przy modernizacji łożysk na typ lignofolowy należy zwrócić się po wytyczne dla ich rozwiązania do dostawcy materiału lignofolowego, np. do Bydgoskiej Fabryki Sklejek, ul. Fordońska 156.

### 8.12.4. Łożyska ślizgowe z tworzyw sztucznych

Ten typ łożysk jest w turbinach wodnych, jak dotychczas, stosowany rzadko. Przeważnie są stosowane rozwiązania z czopem metalowym i litą panewką z polimeru - zwykle termoplastycznego. Dla par łożyskowych stal/poliamid optymalny luz względny wynosi 1,5°/oo. W Polsce polimery termoplastyczne produkują Zakłady Azotowe w Tarnowie, m.in. pod nazwą: Ternamid, Tarnoform, Teflon.

### 8.12.5. Łożyska toczne

Łożyska, w których występuje tarcie toczne (dzięki umieszczeniu między powierzchniami części stałej i ruchomej elementów tocznych) nazywamy *łożyskami tocznymi.* Zależnie od kształtów elementów tocznych łożyska dzielimy na: *kulkowe* i *wałeczkowe,* a te z kolei na *walcowe, stożkowe, baryłkowe* i *igiełkowe.*

Łożyska toczne nadające się najlepiej do przenoszenia sił wzdłużnych (działających wzdłuż osi wału lub pod niewielkim kątem do osi) nazywamy *łożyskami wzdłużnymi.*

Łożyska przystosowane do przenoszenia sił poprzecznych (prostopadłych lub niemal prostopadłych do osi wału) nazywamy *poprzecznymi.*

Łożyska zdolne do przenoszenia sił skośnych (mających zarówno dużą składową wzdłużną, jak i poprzeczną) nazywamy *skośnymi* albo *poprzeczno-wzdłużnymi.*

Wytyczne dla zastosowań poszczególnych rodzajów łożysk tocznych przedstawiono w tablicy 8.7.

**Tablica 8.7. Wytyczne zastosowania poszczególnych rodzajów łożysk**

| Rodzaj łożysk | Własności |
|---|---|
| Kulkowe poprzeczne | l) zdolność przejmowania dużych obciążeń poprzecznych oraz dość dużych obciążeń wzdłużnych 2) najmniejszy współczynnik tarcia ze wszystkich łożysk tocznych 3) zdolność przejmowania obciążenia przy dużej prędkości obrotowej 4) wymagana dokładna współosiowość wału i osłony (kąt osi do 1/2°) |
| Kulkowe dwurzędowe wahiiwe | l) zdolność przenoszenia dużych sił poprzecznych i niewielkich sił wzdłużnych 2) samonastawność łożyska 3) współosiowość wału i osłony nie wymagana |
| Walcowe bez prowadzenia | l) zdolność przenoszenia bardzo dużych obciążeń poprzecznych, niezdolność przenoszenia sił wzdłużnych 2) możliwość przesunięć wzdłużnych jednego pierścienia względem elementów tocznych 3) wymagana bardzo dokładna współosiowość wału i osłony |
| Walcowe z jednostronnym prowadzeniem | l) zdolność przenoszenia bardzo dużych obciążeń poprzecznych i niewielkich chwilowych obciążeń wzdłużnych w jednym kierunku 2) możliwość jednostronnie ograniczonych przesunięć wzdłużnych jednego pierścienia względem elementów tocznych 3) wymagana bardzo dokładna współosiowość wału i osłony |



**Tablica &7. (cA)**

| Rodzaj łożysk | Własności |
|---|---|
| Baryłkowe | l) zdolność przenoszenia bardzo dużych sił poprzecznych i dość dużych sił wzdłużnych 2) samonastawność łożyska 3) współosiowość wału i osłony nie wymagana |
| Igiełkowe | l) zdolność .przejmowania dużych sił poprzecznych i niezdolność przejmowania sił wzdłużnych 2) małe wymiary poprzeczne 3) największy współczynnik tarcia ze wszystkich łożysk tocznych |
| Kulkowe skośne jednorzędowe i dwurzędowe | l) zdolność przenoszenia dużych sił wzdłużnych i poprzecznych (tylko jednokierunkowych - dociskających pierścienie do kulek) 2) łożyska zmontowane parami w przeciwnych kierunkach mogą przenosić siły obukierunkowe 3) wymagana dokładna współosiowość wału i osłony |
| Stożkowe | l) zdolność przenoszenia dużych sił wzdłużnych i poprzecznych (tylko jednokierunkowych - dociskających pierścienie do wałeczków) 2) łożyska zmontowane parami w przeciwnych kierunkach mogą przenosić siły obukierunkowe |
| Baryłkowe skośne | l) zdolność przenoszenia dużych sił wzdłużnych i niewielkich sił poprzecznych (obciążenia tylko dociskające pierścienie do wałeczków) 2) samonastawność łożyska 3) współosiowość wału i osłony nie wymagana |

| | |
|---|---|
| Kulkowe wzdłużne jednokierunkowe | l) zdolność przenoszenia dużych sił wzdłużnych (tylko jednokierunkowych - dociskających pierścienie do kulek) i niezdolność przenoszenia sił poprzecznych 2) płaszczyzny oparcia łożyska na wałku lub w osłonie powinny być ściśle prostopadłe do osi wałka lub wytoczenia osłony |
| Kulkowe wzdłużne dwukierunkowe > | l) zdolność przenoszenia dużych sił wzdłużnych w obu kierunkach i niezdolność przenoszenia sit poprzecznych 2) płaszczyzny oparcia łożyska na wałku lub w osłonie powinny być ściśle prostopadłe do osi wałka lub wytoczenia osłony |

Każdy rodzaj łożyska ma charakterystyczne właściwości, które predystynują dany typ dla określonych zastosowań. Ogólnych zasad obowiązujących przy wyborze rodzaju łożyska tocznego nie można podać gdyż najczęściej należy uwzględnić i rozważyć wiele czynników powiązanych ze sobą i wzajemnie na siebie oddziałujących. Doboru łożysk tocznych należy dokonywać na podstawie katalogów firm produkujących, a w razie niepewności co do właściwego wyboru należy zwrócić się albo bezpośrednio do fabryki, której łożyska zamierza się zastosować, względnie do specjalnych ośrodków konsultacyjnych.

Ośrodkiem reprezentującym krajowych wytwórców łożysk tocznych jest:
- Biuro Techniczne Centrali Techniczno-Handlowej Przemysłu Precyzyjnego PREMA, ul. Jaktorowska 3/5, 01-202 Warszawa, tel. 32-34-91 w. 20, telex 814479, telefax 326721. Powyższe biuro prowadzi działalność w zakresie:
- projektowania węzłów łożyskowych,
- wykonywania analiz techniczno-dynamicznych,
- doboru zamienników łożysk, oraz w zakresie wydawnictw branżowych. Między innymi wydano książkę *Łożyska toczne. Katalog - Poradnik.*

Odnośnie zagadnienia smarowania łożysk tocznych należy uwzględnić kilka następujących zasadniczych zaleceń. Smary różnych gatunków nie powinny być mieszane, gdyż mieszanina różnych gatunków zawsze będzie miała gorsze własności smarne i gorszą odporność na wysokie temperatury. Również nie wolno mieszać olejów różnych gatunków. Przy zastosowaniu smarów mazistych należy wolne przestrzenie łożyska zapełnić całkowicie smarem. Ilość smaru, jaką należy nałożyć do oprawy po obu stronach łożyska zależy od stosunku $n/n_{gf}$ ($n$ – najwyższa prędkość obrotowa łożyska, $n_{gf}$ – graniczna prędkość obrotowa dla smaru). I tak dla:
– $n/n_{gf} < 0{,}2$ daje się pełną ilość smaru,
– $n/n_{gf} = 0{,}2 \div 0{,}8$ ilość smaru w oprawie wynosi 1/3,
– $n/n_{gf} > 0{,}8$ smaru do oprawy nie daje się.

Zakryte łożyska toczne są przez wytwórcę napełniane smarem w ilości 20 — 30% wolnej przestrzeni. Nadmierne napełnienie łożysk smarem jest szkodliwe przy dużych i średnich prędkościach obrotowych. Przy wałkowaniu smaru może bowiem dojść do nadmiernego wzrostu temperatury, co jest szkodliwe zarówno dla łożyska, jak i dla smaru. Przy smarowaniu olejowym jest również szkodliwa nadmierna jego ilość, gdyż wówczas występuje wzrost temperatury powodujacy szybsze utlenianie oleju oraz skłonność do powstawania pian. Jako ogólną wskazówkę należy przyjąć, że poziom oleju w czasie postoju powinien sięgać do połowy najniżej położonej części tocznej łożyska.
Kilka objawów niewłaściwej pracy łożysk tocznych i ich przyczyny przedstawiono w tablicy 8.8.

**Tablica 8A Objawy i przyczyny niewłaściwej pracy łożysk tocznych**

| Zachowanie się łożyska | Możliwe przyczyny |
|---|---|

| | |
|---|---|
| niespokojny bieg | uszkodzenia na bieżni pierścieni i częściach tocznych zanieczyszczenie za duży luz |
| zmniejszenie dokładności | wytarcie w wyniku zanieczyszczeń lub niedostatecznego smarowania |
| | uszkodzenia na bieżni pierścieni i częściach tocznych |
| nietypowy szum pracy wycie albo gwizd | za mały luz roboczy |
| grzechotanie albo nierównomierny szum | za duży luz roboczy uszkodzenia na bieżniach i częściach tocznych zanieczyszczenie niewłaściwy smar lub olej |
| powolna zmiana natężenia szumu dudnienie | zmiana luzu roboczego np. pod wpływem temperatury, uszkodzenia na bieżniach i częściach tocznych (np. od zanieczyszczeń albo łuszczenie) |

**Literatura do rozdziału 8**


8.1. Hellman W.: *Automatyzacja elektrowni wodnych.* Warszawa, PWT 1960.
8.1. Jackowski K.: *Elektrownie wodne.* Warszawa, WNT 1971.
8.1. Fritz J. J.: *Small and Mini Hydropower Systems.* New York, McGraw-Hill.
8.4. Krzyżanowski W.: *Turbiny wodne. Konstrukcja i zasady regulacji.* Warszawa, Wydawnictwa Naukowo-Techniczne 1971.
8.5. Partel R.: *Kleine Wasserkraftwerke.* Osterr Kuratorium Furlandtechnik. Wien,Schwindg.5
8.6. Pitermant J.: *Montaż i remont turbin wodnych.* Warszawa, PWT 1956.
8.7. Полушкин И. П.: *Монтаж, наладка и испытание автоматических регуляторов скорости гидротурбин.* Москва, Государственное энергетическое издательство 1959.

# 9

# Regulatory turbin wodnych

## 9.1. Wstęp

Zadaniem regulatora turbiny wodnej jest utrzymywanie stałej prędkości obrotowej lub sterowanie otwarciem kierownicy w zależności od dopływu wody. W związku z tym regulatory można podzielić na dwie grupy.

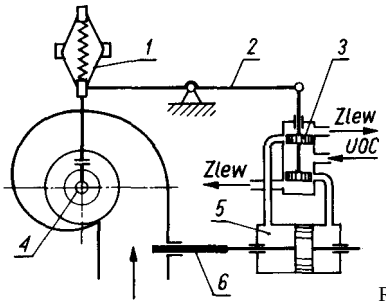
Do pierwszej zalicza się regulatory prędkości obrotowej stosowane w przypadku pracy turbozespołu na wydzieloną sieć elektroenergetyczną.

Do grupy drugiej zalicza się regulatory turbozespołów współpracujących z lokalną siecią elektroenergetyczną tzw. regulatory mocy. W tym przypadku nie wymaga się regulacji prędkości obrotowej, regulator powinien natomiast tak sterować otwarciem kierownicy turbiny, aby poziom górnej wody nie zmieniał się. Z uwagi na znaczne siły występujące przy zmianie otwarcia kierownicy, do napędu używa się zwykle siłowników hydraulicznych lub rzadziej silników elektrycznych. Przy stosowaniu hydrauliki siłowej należy elektrownię wyposażyć w układ zasilania olejowego, zwany w skrócie UOC (układ olejowo-ciśnieniowy), dostarczający olej pod ciśnieniem. Przy zastosowaniu silnika elektrycznego stosuje się baterie akumulatorów wraz z układem ich ładowania.

## 9.2. Regulatory obrotów

Działanie regulatorów obrotów i zjawiska występujące w procesach regulacyjnych najlepiej jest poznać na prostych przykładach układów regulacyjnych.

Najprostszy regulator obrotów mechaniczno-hydrauliczny przedstawiono na rys. 9.1. Turbina napędza wahadło odśrodkowe *l*, którego tuleja - poprzez dźwignię 2 - jest związana z suwakiem *3* rozdzielacza oleju.

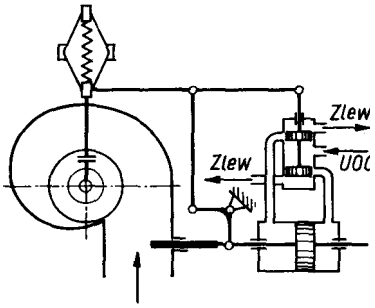


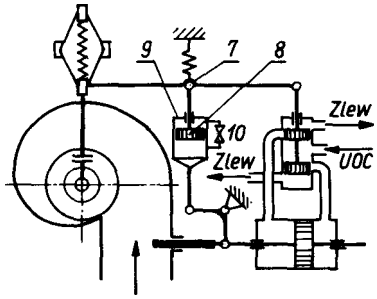

Rys. 9.1. Regulator obrotów mechaniczno-hydrauliczny. *l* - wahadło odśrodkowe, 2 - dźwignia, 3 - suwak rozdzielacza oleju, *4* - turbina, 5 - siłownik kierownicy, 6 - zasuwa lub kierownica, UOC - układ olejowo-ciśnienio-wy

Układ przedstawiony na tym rysunku znajduje się w położeniu równowagi, tj. turbina *4* ma znamionowe obroty a jej moc jest równa mocy prądnicy. W przypadku np. wzrostu obciążenia, obroty turbiny zmniejsza się, tuleja wahadła odśrodkowego przesunie się ku dołowi, a suwak rozdzielczy - ku górze. Ciśnienie oleju zostanie doprowadzone do lewej strony cylindra siłownika kierownicy 5 (na rys. 9.1 kierownicę przedstawiono jako zasuwę *6),* a prawa strona cylindra zostanie połączona **ze** zlewem. Siłownik będzie otwierał dopływ wody dopóty, dopóki suwak wróci na poprzednie miejsce w tzw. *położenie neutralne.* Nastąpi to wówczas, gdy turbina osiągnie poprzednią prędkość obrotową, bo tylko przy tych obrotach suwak znajduje się w położeniu

środkowym. Regulator ten, bez względu na obciążenie, utrzymuje stałe obroty turbiny, będzie się jednak zachowywał niestabilnie. Wystąpią niegas-nące wahania prędkości obrotowej i kierownicy.

Regulator pracujący stabilnie przedstawiono na rys. 9.2. W regulatorze tym zastosowano sprzężenie zwrotne w postaci układu mechanicznego, łączącego tłoczysko siłownika kierownicy z punktem podparcia głównej dźwigni regulatora. W tym rozwiązaniu występują znaczne zmiany prędkości obrotowej wraz **ze** zmianą obciążenia turbiny. Miarą tych zmian jest tzw. *statyzm regulacji,* który określa procentowy wzrost obrotów turbiny po jej całkowitym odciążeniu. Im większy jest statyzm regulacji, tym stabilniejsze są obroty turbiny. Jednocześnie jednak występują tam większe różnice obrotów przy zmianie obciążenia.

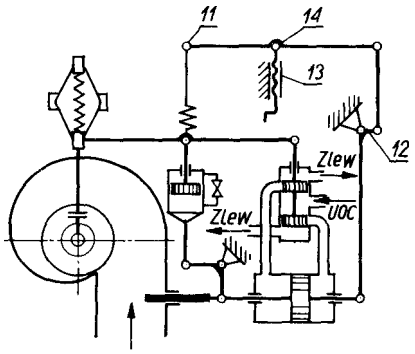



Rys. 9.2. Regulator obrotów z dużym staty-zmem regulacji
Rys. 9.3. Regulator obrotów z izodromem. 7 - punkt obrotu głównej dźwigni regulatora, 8 - tłok, 9 - cylinder, *10* - zawór dławiący (izodrom) "

Regulator pracujący stabilnie, a równocześnie mający mały (zerowy) statyzm, przedstawiono na rys. 9.3. W regulatorze tym punkt obrotu 7 głównej dźwigni regulatora podparto sprężyście i zastosowano podatny drążek w układzie sprzężenia zwrotnego. Drążek ten stanowi tłok *8 i* cylinder 9 wypełniony olejem, który może przepływać z jednej strony tłoka na drugą przez regulowany zawór dławiący 10. Urządzenie to jest nazywane *izodromem.* Przy zaworze otwartym tłok w cylindrze przesuwa się swobodnie, punkt obrotu dźwigni zajmuje stałe położenie i regulator pracuje jak regulator podany na rys. 9.1. Przy zaworze zamkniętym tłok w cylindrze nie przesuwa się, drążek staje się sztywny, sprężyna ugina się i regulator pracuje jak regulator podany na rys. 9.2. Jeżeli zawór zostanie nieznacznie uchylony, układ regulacyjny działa jak układ o dużym (chwilowym) statyzmie - a więc jest stabilny, powracając do statyzmu zerowego, przy którym obroty turbiny są stałe bez względu na obciążenie. W celu skrócenia czasu stabilizowania się obrotów turbozespołu stosuje się zawory dławiące, których stopień otwarcia jest proporcjonalny do odkształcenia sprężyny, mianowicie im większe odkształcenie sprężyny, tym zawór jest bardziej otwarty. Przy sprężynie nieodkształconej zawór jest zamknięty. Tego typu regulatory nadają się wyłącznie do sterowania turbozespołem pracującym na sieć wydzieloną.

Regulator uniwersalny przedstawiono na rys. 9.4. W regulatorze tym, przez zastosowanie przesuwnego punktu *11* zamocowania sprężyny izodromu, uzyskano trwały statyzm regulacji. Najczęściej wartość tego statyzmu można dowolnie ustalać w zakresie O —10%, np. przez zmianę długości krótszego ramienia *12* dźwigni dwuramien-nej. I tak np. gdy ramię to ma zerową długość - statyzm jest zerowy. Zwykle statyzm ustawia się na 5%.



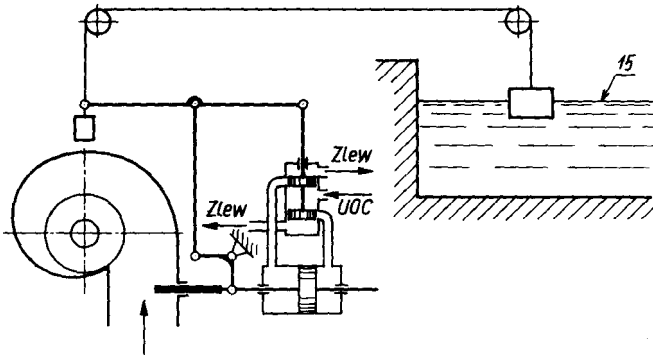
Rys. 9.4. Regulator uniwersalny. *II* -punkt zamocowania sprężyny izodromu, *12* - dźwignia dwuramienna, *13* - mechanizm śrubowy, *14* - punkt obrotu dźwigni

W układ dźwigni trwałego statyzmu regulacji został wbudowany mechanizm śrubowy *13,* który unosi dźwignię w punkcie obrotu *14.* Mechanizm ten służy do zmiany prędkości obrotowej turbiny (nastawnik obrotów). W przypadku pracy turbozespołu na lokalną sieć elektroenergetyczną ten sam mechanizm służy do ustawienia otwarcia kierownicy (nastawnik otwarcia). Należy zaznaczyć, że w warunkach eksploatacyjnych' turbozespół nie może być przeciążony ponad moc znamionową. W związku z tym wskazane jest zainstalowanie w układzie kierowniczym wyłączników krańcowych do sygnalizaqi przeciążenia lub wprost do automatycznego wyłączania odbiorników energii według ważności potrzeb.

Jeżeli dopływ wody jest mniejszy niż obciążenie maszyny, to na skutek braku wody nastąpi spadek obrotów. Należy więc zastosować sygnalizację związaną z poziomem górnej wody. Spadek tego poziomu jest sygnałem nadmiernego przeciążenia turbiny. Sygnalizacja ta powinna także sterować wyłączaniem odpowiednich odbiorników energii elektrycznej.

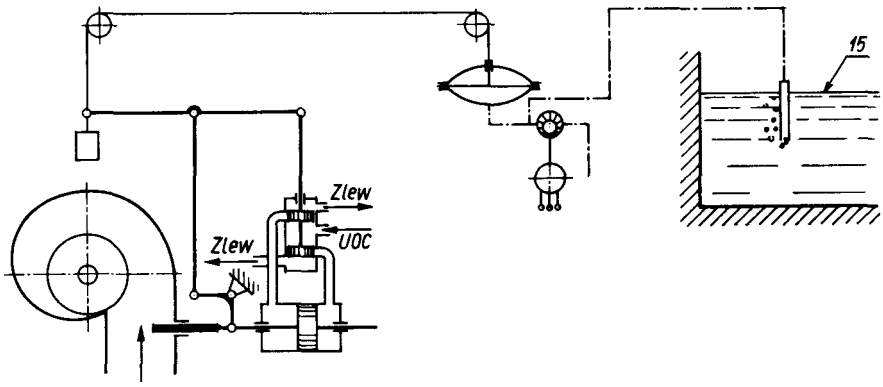
## 9.3. Regulatory mocy

Regulator mocy znajduje zastosowanie w przypadku współpracy turbozespołu z lokalną siecią elektroenergetyczną. Ponieważ w tych warunkach obroty maszyny są stałe, a ściślej zależą tylko od częstotliwości sieci, nie wymaga się więc ich regulowania. W związku z tym, zadaniem regulatora jest sterowanie obciążeniem maszyny w zależności od aktualnego dopływu wody. Miarą zgodności dopływu z obciążeniem turbozespołu może być poziom górnej wody, który w przypadku równowagi nie zmienia się. Ze względu na pełniejsze wykorzystanie energii cieku dąży się do utrzymania wysokiego poziomu górnej wody, który może być sygnałem sterującym otwarciem kierownicy.

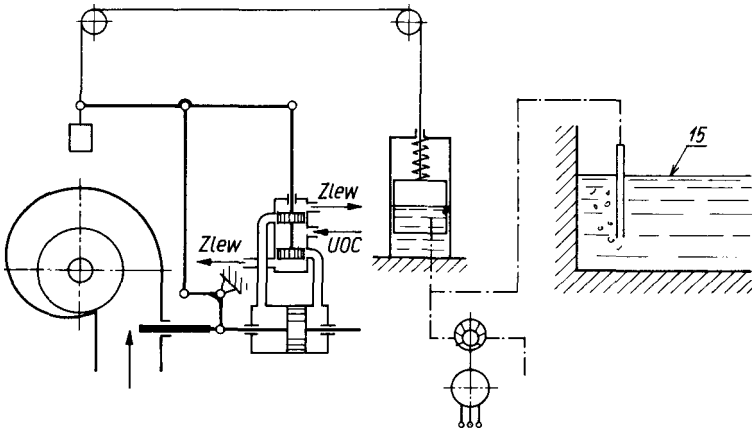



Rys 9.5. Regulator mocy z czujnikiem pływakowym. *15* - górna woda

Regulator mocy turbiny jest nastawnikiem otwarcia kierownicy ze sprzężeniem zwrotnym, w rozwiązaniu podobnym do regulatora obrotów przedstawionego na rys. 9.2. W miejsce czujnika prędkości obrotowej jest zainstalowany siłownik, który - reagując na zmianę poziomu górnej wody - przemieszcza proporcjonalnie koniec głównej dźwigni regulatora. Do pomiaru tego poziomu stosuje się czujniki pływakowe lub pneumatyczne. Regulator z czujnikiem pływakowym przedstawiono na rys 9.5. Na górnej wodzie zainstalowany jest pływak, który za pomocą cięgna oddziałowuje bezpośrednio na główną dźwignię regulatora. Każdemu położeniu pływaka odpowiada określone otwarcie kierownicy. Przyjmuje się, że przy maksymalnym poziomie wody kierownica jest całkowicie otwarta, zaś przy poziomie najniższym - całkowicie zamknięta. Układy te pracują bardzo stabilnie, są jednak dość kłopotliwe w eksploatacji z uwagi na pływak, który zwykle jest umieszczony w specjalnej studzience i na skutek zanieczyszczeń lub obmarzania może działać niesprawnie.




**Rys.** 9.6. Regulator mocy z czujnikiem pneumatycznym i siłownikiem membranowym




Rys. 9.7. Regulator mocy z czujnikiem pneumatycznym i siłownikiem dzwonowym

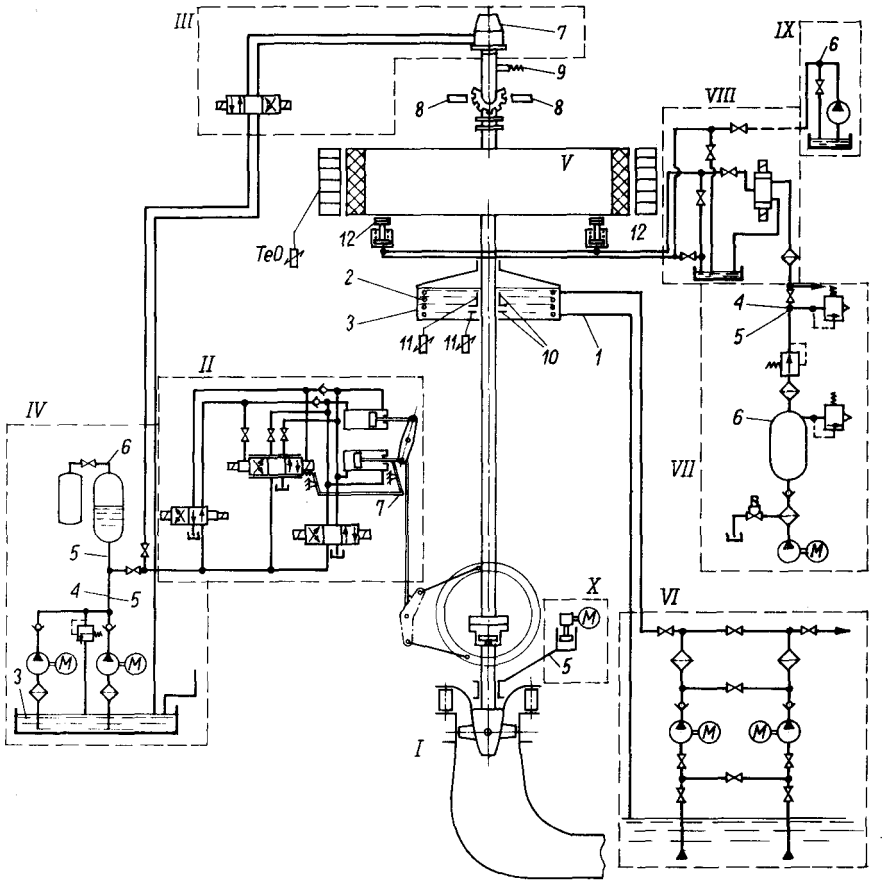
Regulator z czujnikiem pneumatycznym przedstawiono na rys. 9.6. Czujnikiem poziomu górnej wody jest rurka zanurzona w wodzie, do której - w sposób ciągły - doprowadzone jest **ze** specjalnej sprężarki powietrze. Ciśnienie powietrza zależy od stopnia zanurzenia rurki, który się zmienia wraz ze zmianą poziomu wody. Siłownikiem wykonawczym może być urządzenie membranowe (rys. 9.6) lub urządzenie dzwonowe (rys. 9.7). Rozwiązanie pneumatyczne jest pewniejsze w działaniu, wymaga jednak dodatkowej instalacji sprężonego powietrza.

## 9.4. Elektrohydrauliczny regulator prędkości obrotowej turbiny lub jej mocy

Najbardziej uniwersalnymi regulatorami turbozespołów elektrowni wodnych są regulatory elektrohydrauliczne. Współpracując z odpowiednimi miernikami, mogą spełniać funkcje:
- regulacji prędkości obrotowej turbozespołu (utrzymywanie zadanej prędkości obrotowej turbozespołu, czyli częstotliwości wytwarzanego prądu) przy zmiennym obciążeniu sieci wydzielonej, na którą pracuje turbozespół;
- regulacji mocy turbozespołu oddawanej do sieci elektroenergetycznej, odpowiednio do przepływu w rzece w celu zachowania stałego poziomu górnej wody;
- pracy turbozespołu na sieć elektroenergetyczną z zadaną mocą;
- pracy turbozespołu na sieć elektroenergetyczną z zadanym przełykiem (np. wymaganym ze względów biologicznych w rzece poniżej elektrowni) przy zmieniającym się spadzie.

Regulatory elektrohydrauliczne umożliwiają:
- jednoimpulsowe, programowe uruchomienie turbozespołu (automatycznie);
- uruchomienie wieloimpulsowe (ręczne);
- uruchomienie awaryjne (ręczne) przy braku zasilania elektrycznego;
- jednoimpulsowe, programowe zatrzymanie turbozespołu (automatyczne);
- zatrzymanie wieloimpulsowe (ręczne);
- zatrzymanie awaryjne (ręczne);

- ograniczenie maksymalnego otwarcia aparatu kierowniczego turbiny.




Rys. 9.8. Schemat hydromechaniczny turbozespołu. I - turbina Kaplana, II - ser-womotor aparatu kierownicy, III - serwomotor nastawiania łopat wirnika, IV - stacja zasilania hydraulicznego, V - prądnica synchroniczna, VI - pompy wody chłodzącej łożysko prądnicy, VII - urządzenia sprężarkowe, VIII - stanowisko hamowania i podnoszenia zespołu wirującego, IX - przenośny olejowy agregat pompowy
*l* - przekaźnik stykowy minimalnego przepływu, *2* - przekaźnik stykowy górnego poziomu, *3* - przekaźnik stykowy dolnego poziomu, *4* - przekaźnik stykowy ciśnienia wysokiego, 5 - przekaźnik stykowy ciśnienia niskiego, *6* - manometr, 7 - nadajnik kąta obrotu (kierownicy lub wirnika), *8* - indukcyjny czujnik obrotów, *9* - przekaźnik zwyżki obrotów, *10* - przekaźnik stykowy temperatury wysokiej, *11* - termometr oporowy, *12* - przekaźnik stykowy położenia hamulców

Uruchomienie i zatrzymanie ręczne może nastąpić w miejscu zainstalowania regulatora i z pulpitu sterowniczego w nastawni, automatyczne zaś z pulpitu sterowniczego z nastawni i zdalnie z innego miejsca (np. z domu pracownika elektrowni).

Na rys. 9.8 pokazano schemat funkcjonalny regulacji turbiny typu Kaplana oraz innych urządzeń współpracujących z turbozespołem.

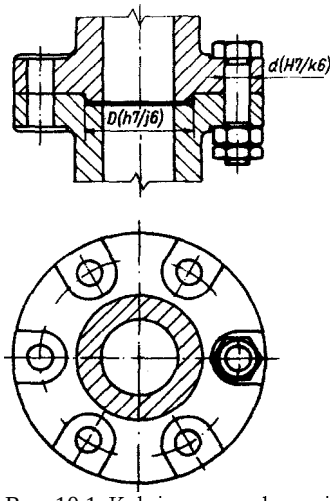
Konstruktorem krajowych elektrohydraulicznych regulatorów jest Instytut Energetyki (Oddz. Gdańsk) a wykonawcą Zakład Remontowy Energetyki w Gdańsku.

# 10

# Sposoby przekazywania napędu z turbiny na prądnice

### 10.1. Bezpośrednie sprzęgniecie walu turbiny z prądnicą

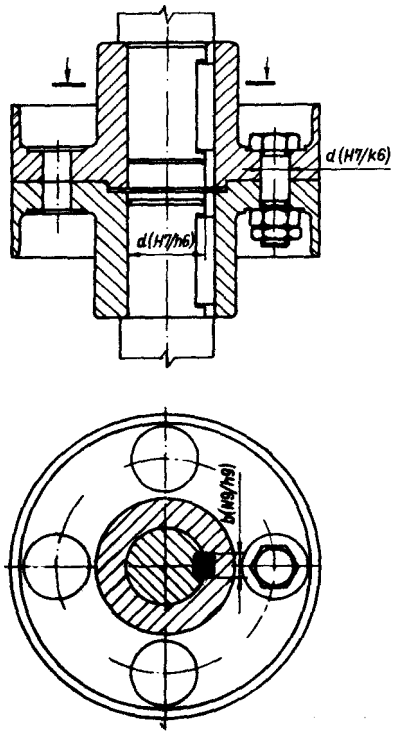
Szeroko stosowanym sposobem przekazywania napędu z turbin wodnych na prądnice jest bezpośrednie połączenie wału turbiny z wałem prądnicy. Rozwiązane jest to najczęściej w ten sposób, że końcówki wałów turbiny i prądnicy mają odkute lub przyspawane kołnierze z zamkiem centrującym, które skręcane są śrubami pasowymi.




Rys. 10.1. Kołnierzowe połączenie wałów prądnicy i turbiny



W turbozespołach mniejszej mocy może być zastosowane typowe sprzęgło sztywne wykonane wg PN-66/M-85251. Oba rozwiązania pokazano na rys. 10.1 i 10.2.



Rys. 10.1 Sprzęgło sztywne

**10.2. Przekazywanie napędu przez przekładnie**

Przekazywanie napędu z turbiny niskoobrotowej na prądnicę przez bezpośrednie sprzęgnięcie wałów może być niemożliwe technicznie lub niekorzystne ekonomicznie, z uwagi na gabaryty, masę i koszt prądnicy niskoobrotowej.

W celu umożliwienia zastosowania prądnicy o wyższych obrotach, wały turbiny i prędnicy łączy się przez przekładnię zwiększającą obroty. Stosowane są wtedy prądnice o obrotach 500, 600 i 750 obr/min (rzedziej 1000 lub 1500 obr/min z uwagi na obroty rozbiegowe turbin, które - jak podano w rozdziale 8 -mogą w sytuacji awaryjnej wzrosnąć nawet trzykrotnie w stosunku do znamionowych).

W turbozespołach wodnych są stosowane przekładnie:
- zębate - w całym zakresie mocy turbozespołów małych elektrowni, tj. 5 MW;
- pasowe z pasami płaskimi - do ok. 1,5 MW przenoszonej mocy z nowoczesnymi pasami o dużej wytrzymałości;
- pasowe klinowe - do ok. 0,5 MW przenoszonej mocy.

**10.2.1. Przekładnie zębate**

Zastosowanie przekładni zębatej do przeniesienia napędu z turbiny na prądnice umożliwia rozwiązanie zwartej konstrukcji całości turbozespołu w różnych układach. Pokazano je na rys. 10.3 - 10.5.

Przekładnie zębate w turbozespołach wodnych mogą stanowić konstrukcję wspólną z turbiną lub oddzielne urządzenie połączone z turbiną i prądnicą za pomocą sprzęgieł, z których przynajmniej jedno powinno być podatne.

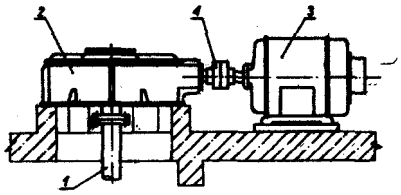
Rozwiązanie pierwsze pozwala na optymalizację gabarytów turbozespołu. Rozwiązanie drugie umożliwia zastosowanie przekładni typowych, produkowanych przez zakłady wyspecjalizowane.

Przy doborze przekładni do turbozespołu wodnego należy uwzględnić wszystkie trzy czynniki decydujące o jej trwałości:
- wytrzymałość zębów z uwagi na przenoszony moment;
- ścieranie się zębów z uwagi na naciski międzyzębne i prędkości obrotowe kół;
- nagrzewanie się przekładni wskutek tarcia pomiędzy zębami i w łożyskach.

Przekładnie typowe należy dobierać wg zaleceń producenta, natomiast konstrukcja przekładni wraz z turbiną wymaga odpowiedniej wiedzy konstruktora.

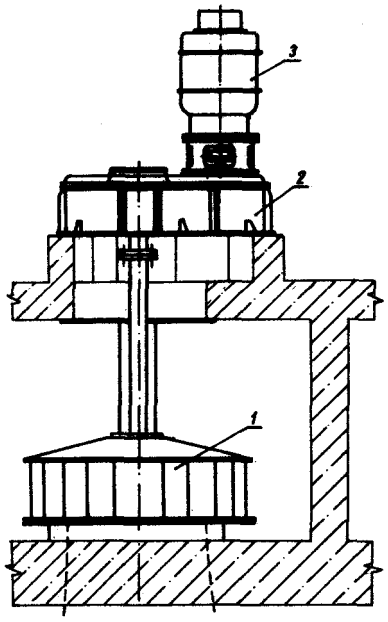
Istotne znaczenie dla trwałości i cićhobieżnośd przekładni zębatej ma jakość jej wykonania.

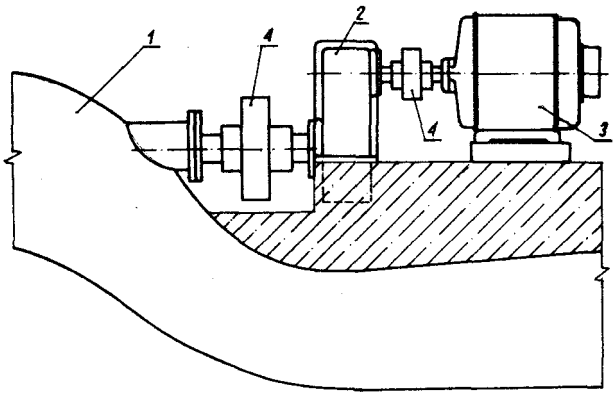
Normy PN-79/M-88522.01 (przekładnie walcowe) i PN-80 /M-85522.03 (przekładnie stożkowe) podają klasyfikację dokładności wykonania przekładni zębatych. Przekładnie dla turbozespołów wodnych zaleca się wykonywać w klasach 6 — 7 wg tych norm.




Rys. 10.4. Przekazanie napędu z turbiny na prądnicę za pomocą przekładni zębatej stożkowej. J - wał turbiny, *2* - przekładnia, 3 - prądnica, *4* - sprzęgło

Rys. 10.3. Przekazanie napędu z turbiny na prądnicę za pomocą przekładni zębatej walcowej pionowej, *l* - turbina, 2 - przekładnia, *3* -prądnica




Rys. 10.5. Przekazanie napędu z turbiny na prądnicę za pomocą przekładni zębatej walcowej poziomej, *l* - turbina rurowa, *2* - przekładnia, *3* - prądnica, *4* - sprzęgło

W Polsce przekładnie zębate produkują:

- Bielskie Zakłady Urządzeń Technicznych BEFARED w Bielsku Białej - przekładnie uniwersalne jedno- i wielostopniowe, walcowe i stożkowe;
- Zakłady Mechaniczne ZAMECH w Elblągu- przekładnie dla przemysłu okrętowego (dużej mocy).

### 10.2.2. Przekładnie pasowe

Przekładnie pasowe przenoszą moc dzięki sile tarcia między wieńcami kół i współpracującym z nim pasem. Mogą one być rozwiązane przez bezpośrednie osadzenie kół pasowych na wałach turbiny i prądnicy lub przez zastosowanie dodatkowego ułożyskowania kół pasowych. Wówczas wały kół pasowych są łączone z wałami turbiny i prądnicy za pomocą sprzęgieł sztywnych.

Pasy pędniane mogą być płaskie lub klinowe. Koła do pasów płaskich są walcowe lub lekko wypukłe, a do pasów klinowych - rowkowe.

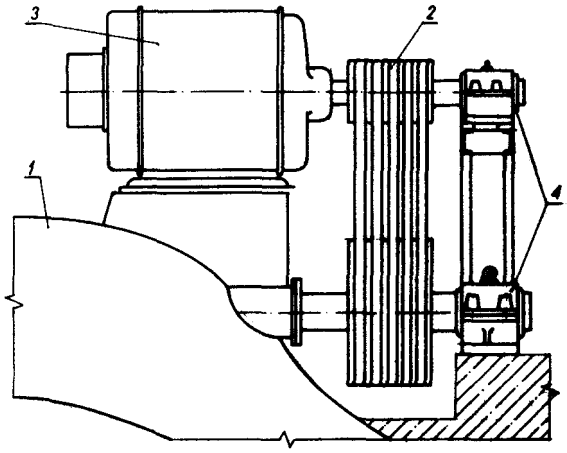
Przekładnie z pasami klinowymi przenoszą moc przy pozornym zwiększeniu współczynnika tarcia, co powoduje, że przekładnie te mogą być bardziej zwarte niż z pasami płaskimi. Sposób doboru przekładni pasowej klinowej podaje PN-67/M-85203, wymiary pasów normalnoprofilowych PN-86/M-85200/06, szerokoprofilowych PN-86/M-85200/11 a wymiary rowków na kołach pasowych PN-66/M-85202.

Przekładnie pasowe z pasami płaskimi należy dobierać zgodnie z instrukcją producenta pasów. Producentami pasów w Polsce są:
Zakłady Gumowe STOMIL w Sanoku (pasy klinowe). Dolnośląskie Zakłady Artykułów Technicznych NORTECH w Głuszycach (pasy płaskie).

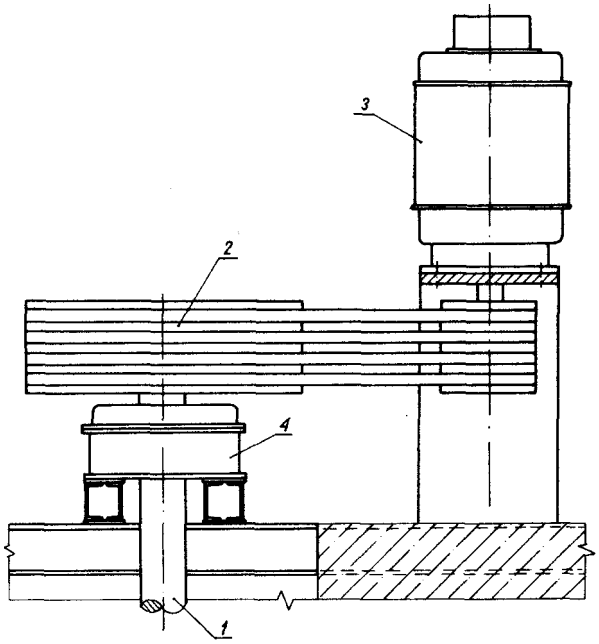
Zalety przekładni pasowych: cichobieżność i wysoka sprawność - płaskich ok. 99% i powyżej, klinowych - ok. 98% i wyższa.

Wady: konieczność uzyskania więcej miejsca w maszynowni niż dla przekładni zębatej oraz konieczność stosowania regulacji odległości osi kół pasowych lub stosowania specjalnego napinacza. Na rysunkach 10.6 —10.9 pokazano różne układy przekładni pasowych,

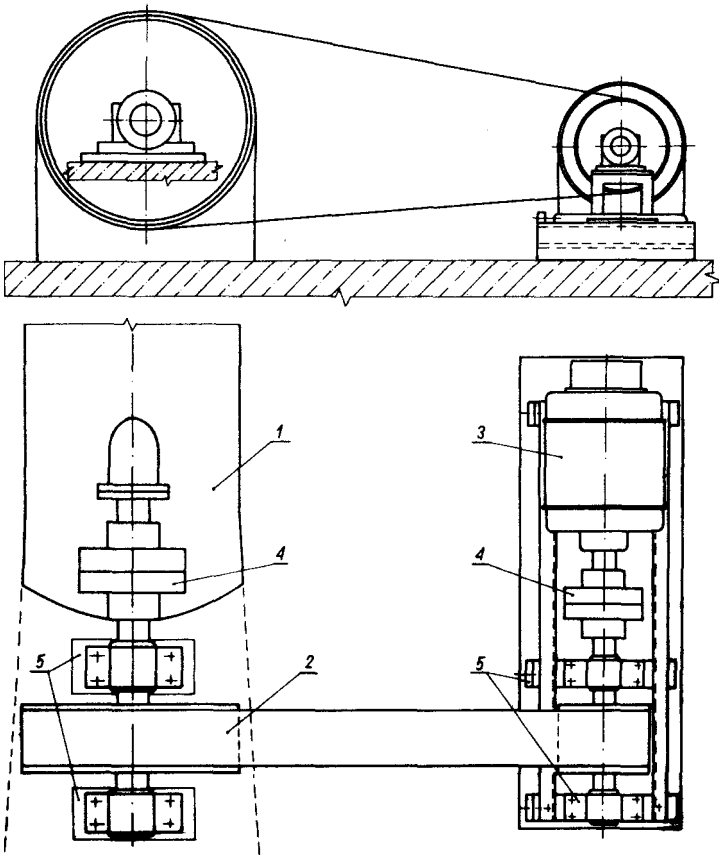




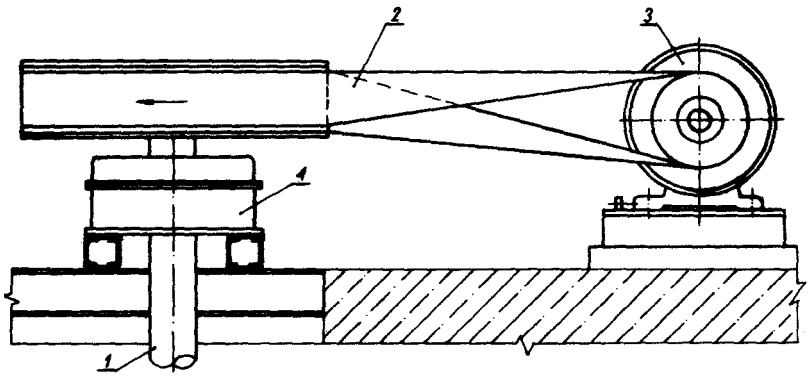

Rys. 10.6. Przekazanie napędu z turbiny na prądnicę za pomocą przekładni z pasami klinowymi w układzie poziomym wałów turbiny i prądnicy, *1* - turbiny rurowa, 2 - przekładnia, *3* - prądnica, *4* - łożyska




Rys. 10.7. Przekazanie napędu z turbiny na prądnicę za pomocą przekładni z pasami klinowymi w układzie pionowym wałów turbiny i prądnicy, *l* - wał turbiny, 2 - przekładnia. *3* – prądnica



Rys. 10.8. Przekazanie napędu z turbiny na prądnicę za pomocą przekładni z pasem płaskim w układzie poziomym wałów turbiny i prądnicy, *l* - turbina rurowa, *2* - przekładnia, 3 - prądnica, *4* - sprzęgła, 5 - śruby do regulacji napięcia pasa




Rys. 10.9. Przekazanie napędu z turbiny na prądnicę za pomocą przekładni z pasem płaskim z pionowego wału turbiny na poziomy wał prądnicy. J - wał turbiny, *2* - przekładnia, *3* - prądnica

**Uteratwa do roziziatu 10**

10.1. Maroszek J.: *Podstawy konstrukcji maszyn. Przekładnie.* Warszawa, Wydawnictwa Politechniki Warszawskiej 1978.

# 11

# Prądnice elektryczne

### 11.1. Typ prądnicy

W małych elektrowniach wodnych są stosowane dwa rodzaje prądnic:
- prądnice asynchroniczne (indukcyjne) trójfazowe prądu przemiennego;
- prądnice synchroniczne trójfazowe prądu przemiennego.

W zależności od kompozycji turbozespołu, rodzaju i typu turbiny - prądnice mogą mieć wał poziomy, pionowy, rzadziej ukośny. Wał prądnicy może być sprzężony bezpośrednio z wałem turbiny przy użyciu sprzęgła stałego, bądź też za pośrednictwem przekładni zębatej lub pasowej. Sposób sprzężenia zależy od rodzaju turbiny i prądnicy, ich prądkości obrotowych, mocy i ułożys-kowania.

Trójfazowe prądnice synchroniczne instalowane w MEW, umożliwiają stabilną pracę elektrowni w sieci wydzielonej. W przypadku przerwania zasilania tej sieci z innych źródeł MEW może stanowić źródło rezerwowego zasilania wydzielonej grupy odbiorców.

Prądnice asynchroniczne trójfazowe prądu przemiennego mają ograniczony zakres stosowania; są instalowane w MEW, których zadaniem jest wyłącznie wykorzystywanie niezagospodaro-wanych cieków wodnych i które nie mają charakteru źródeł rezerwowego zasilania.



Energia elektryczna wytworzona przez prądnicę asynchronicz-ną jest oddawana do lokalnej sieci elektroenergetycznej zasilanej równolegle z innych źródeł.

W obecnie stosowanych w MEW prądnicach, współpracujących zwykle z lokalną siecią elektroenergetyczną, nie stosuje się praktycznie kół zamachowych. Korzyści z tego tytułu w zakresie równowagi dynamicznej są niewspółmierne z kłopotami związanymi ze sztucznym zwiększaniem stałej bezwładności maszyny.

### l 1.2. Wielkość i parametry prądnicy

Moc prądnicy w MEW jest dobierana zazwyczaj do maksymalnej mocy turbiny z uwzględnieniem typowego szeregu mocy na podstawie wzoru

$$P_G = \frac{P_T \cdot \eta}{\cos \varphi}$$

gdzie: $P_G$ – moc pozorna na zaciskach prądnicy, kV · A; $P_T$ – moc na wale turbiny, kW; $\eta$ – sprawność prądnicy; cos $\varphi$ – współczynnik mocy prądnicy.

Prędkość obrotowa prądnicy, w przypadku bezpośredniego sprzężenia z turbiną, dobierana jest do obrotów turbiny. Małe prądnice synchroniczne mają zwykle następujące obroty znamionowe: 500, 600, 750, 1000 i 1500.

W zależności od typów, spadów i przełyków turbin, prędkości te pozwalają na bezpośrednie sprzężenie turbiny z prądnicą. Rozwiązanie takie jest rozwiązaniem optymalnym.

Jeżeli znamionowa prędkość obrotowa turbiny jest mniejsza niż prędkość znamionowa prądnicy, to konieczne jest stosowanie przekładni podwyższającej. Przekładni obniżających nie stosuje się. Stosowanie przekładni zmniejsza sprawność turbozespołu, zwiększa jego koszt i poziom hałasu; poza tym stanowi dodatkowy element obniżający pewność pracy turbozespołu. W praktyce są stosowane różne typy przekładni zębatych wykonanych z różnych materiałów, umożliwiające także prostopadłe sprzężenie wałów turbiny i prądnicy.



W przypadku maszyn mniejszej mocy z wałem poziomym zaleca się - ze względu na ich prostotę - przekładnie pasowe. Są one wykonywane z wielowarstwowych pasów płaskich i umożliwiają w jednym stopniu przełożenie nawet w stosunku 1:6. Wirnik i łożyska prądnicy napędzanej turbiną wodną muszą wytrzymywać zwiększoną prędkość obrotową (rozbieg) turbiny przynajmniej w ciągu 2 minut. Prędkości rozbiegowe dla różnego typu turbin podano w rozdz. 8.

Prądnice o mniejszych mocach dla MEW są konstruowane na napięcia znamionowe 380 V i 400 V, o większych mocach - na napięcia 3,15 kV i 6,3 kV.

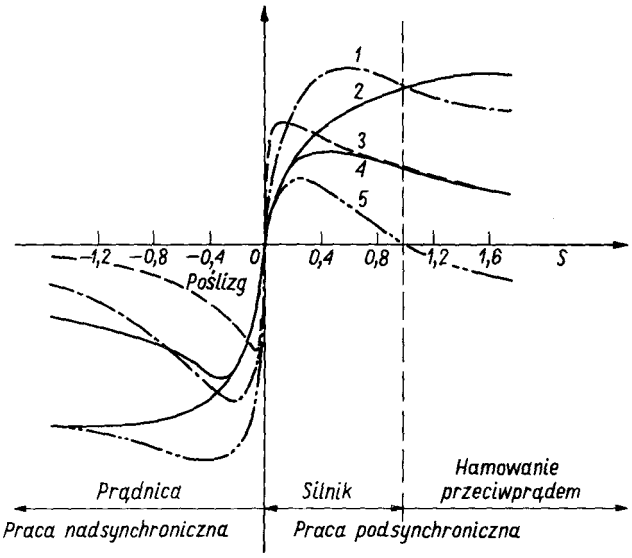
O wyborze napięcia znamionowego decydują przede wszystkim względy ekonomiczne, a następnie - dostępność odpowiedniej aparatury, jej wytrzymałość termiczna i dynamiczna, jak również możliwość selektywnego zabezpieczenia układu. Prądnice asynchroniczne, gdy do tego celu wykorzystywane są typowe katalogowe silniki asynchroniczne zwarte, mają zwykle napięcie znamionowe równe 380 V. Uzwojenia stojana są łączone w trójkąt. W tym ostatnim przypadku, w celu uzyskania możliwości zasilania odbiorów jednofazowych, niezbędne jest utworzenie sieci czteroprzewodowej, przy użyciu transformatora. Prądnice synchroniczne mniejszych mocy mają zwykle napięcie znamionowe równe 400 V i najczęściej są źródłem dodatkowej mocy biernej oddawanej do sieci, z którą współpracują.

### 113. Prądnice asynchroniczne (indukcyjne)

Trójfazowa maszyna asynchroniczna, wirująca z prędkością nadsynchroniczną w stosunku do wirującego pola, przechodzi w system pracy prądnicowej i oddaje moc czynną. Charakterystyki ruchowe maszyny asynchronicznej przedstawiono na rys. 11.1.

Do wytwarzania pola wirującego w trójfazowej prądnicy asynchronicznej niezbędny jest prąd magnesujący. Prąd ten musi być pobierany z zewnętrznego źródła. Źródłem tym jest z zasady sieć elektroenergetyczna (zasilana również z innych źródeł), z którą współpracuje prądnica, wyjątkowo - może to być bateria kondensatorów. Pojemność baterii kondensatorów na jednostkę mocy prądnicy zależy wówczas od

napięcia, prędkości obrotowej, mocy i cos >s Podłączenie prądnicy asynchronicznej do sieci i generowanie przez nią mocy czynnej wpływa na zmniejszenie strat przepływu i poprawę napięć w sieci, co w warunkach krajowych rekompensuje pobór mocy biernej z sieci i eliminuje potrzebę stosowania baterii kondensatorów statycznych w celu poprawy cos Ą. Tym niemniej w rozwiązaniach zagranicznych MEW z prądnicami asynchronicznymi na napięcie 0,4 kV są stosowane baterie kondensatorów statycznych do poprawy cos iS;




**Rys. 11.1. Charakterystyki ruchowe maszyny asynchronicznej.** *1* **– moc elektryczna,** *2* **– prąd,** *3* **– moment,** *4* **– cos Q ,** *5* **– moc mechaniczna**

W celu uniknięcia niebezpiecznych przepięć w takich układach należy bezwzględnie wyłączać baterię kondensatorów przy wyłączeniu prądnicy. Przy stosowaniu kondensatorów należy ściśle przestrzegać związanych z nim przepisów bhp w celu zapobieżenia niebezpiecznym porażeniom.

W warunkach krajowych zakres instalowania prądnic asynch-ronicznych ogranicza się do jednostek mniejszych mocy.

Jako prądnice asynchroniczne mogą być stosowane konwencjonalne, katalogowe, zwarte trójfazowe silniki asynchroniczne (indukcyjne). W takim przypadku moc znamionowa przy pracy prądnicowej maszyny indukcyjnej jest większa od znamionowej mocy przy pracy silnikowej o wartość strat w systemie pracy silnikowej. Przy założeniu, że cos ^ w obu systemach pracy nie ulega zmianie, moc czynna pobierana lub oddawana do sieci energetycznej jest określona wzorem

$$P_{czG} = P_S = \sqrt{3} \cdot U \cdot J \cdot \cos \varphi \cdot 10^{-3}, \quad \text{kW} \qquad (11.1)$$

**w którym: $P_s$ – pobierana moc znamionowa silnika, kW; $U$ – napięcie znamionowe sieci, V; $I$ – prąd znamionowy silnika, A; cos Q – znamionowy współczynnik mocy silnika.**

O ile kierunki przepływów mocy czynnych zależą od systemu pracy maszyny indukcyjnej, to kierunki przepływu mocy biernych dla obu systemów nie ulegają zmianie. Moc bierna w obu systemach jest dostarczana z zewnątrz.

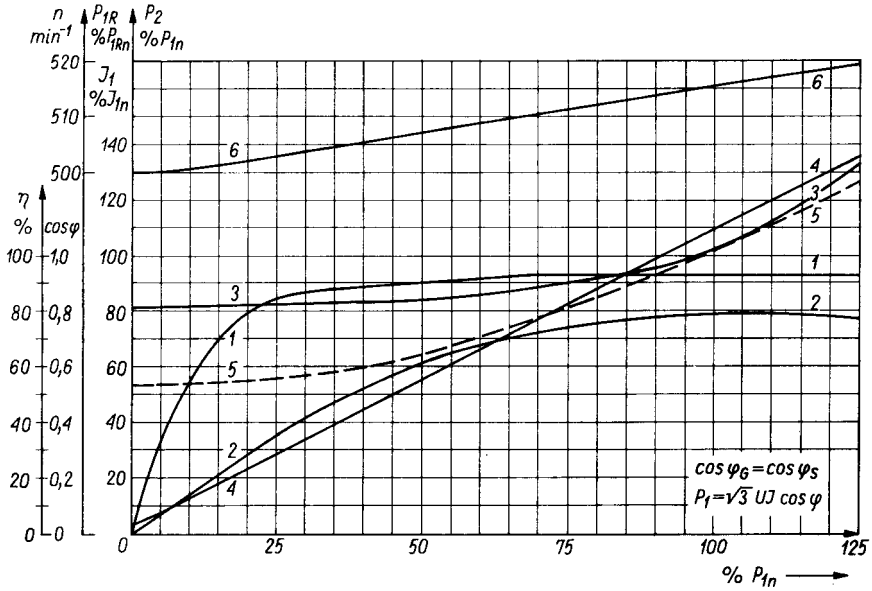
Moc bierną pobieraną z zewnątrz przez maszynę indukcyjną określa wyrażenie

$$P_b = \sqrt{3} \cdot U \cdot I \cdot \sin \varphi \cdot 10^{-3}, \quad \mathrm{kV \cdot Ar} \qquad (11.2)$$

Ponieważ konstrukcje typowych silników asynchronicznych gwarantują wytrzymałość mechaniczną ich wirników na podwyższoną prędkość obrotową równą jedynie 1,2 prędkości znamionowej, przed zainstalowaniem typowego silnika - pracującego jako prądnica asyn-chroniczna napędzana turbiną wodną - należy bezwzględnie uzyskać od dostawcy gwarancję na wytrzymałość mechaniczną przy zwiększonej (rozbiegowej) prędkości obrotowej w czasie minimum 2 minut.

Charakterystyki obciążeniowe przykładowej prądnicy asyn-chronicznej podano na rys. 11.2. Podstawowe dane dotyczące indukcyjnych silników klatkowych przeznaczonych do pracy jako prądnice asynchroniczne w MEW są zawarte w pracy [11.10].

W przypadku konieczności stosowania przekładni pasowej podwyższającej - w prądnicach serii f o wielkościach mechanicznych 132 do 280 (5,5 —55 kW) mogą być stosowane koła pasowe osadzone bezpośrednio na czopach napędowych wałów pod warunkiem, że nie zostaną przekroczone obciążenia poprzeczne podane w tabl. 11.1. W przypadku przekroczenia ww wartości, koło pasowe o mniejszej średnicy powinno mieć własne ułożyskowanie w specjalnych stojakach łożyskowych. Połączenie czopów - napędowego prądnicy i przystawki łożyskowej koła pasowego przekładni powinno być wykonane za pomocą sprzęgła podatnego. Prądnice asyn-chroniczne większych mocy serii SCe 315, 355, 400 - nie dopuszczające obciążeń poprzecznych - mogą być łączone z urządzeniem do przenoszenia momentu obrotowego z turbiny na prądnicę tylko za pomocą sprzęgła podatnego. Sposób sprzężenia turbiny wodnej z prądnicą asynchroniczną powinien być każdorazowo uzgodniony z producentem.




Rys. 11.2. Charakterystyki obciążeniowe 12-biegunowej prądnicy asynchronicznej w funkcji mocy czynnej oddawanej do sieci przy $U$ = 380 V, $f$ = 50 Hz. *1* – sprawność: $\eta = f(P_1)$, *2* – współczynnik mocy $\cos \varphi = f(P_1)$, *3* – procentowa (w stosunku do znamionowej mocy biernej) wartość mocy biernej pobieranej z sieci: $P_{1R} = f(P_1)$, *4* – procentowa w odniesieniu do znamionowej mocy oddawanej do sieci wartość mocy na wale prądnicy: $P_2 = f(P_1)$, *5* – procentowy w odniesieniu do wartości znamionowej prąd stojana: $I_1 = f(P_1)$, *6* – prędkość obrotowa prądnicy $n = f(P_1)$

**Tablica 11.1 Dopuszczalne obciążenia poprzeczne $F_q$ i podłużne $F_A$ czopa końcowego wału indukcyjnych silników klatkowych serii f (według danych Instytutu Elektrotechniki)**

| Wielkość mechaniczna | $F_q$, w N | | $F_A$, w N | |
|---|---|---|---|---|
| | $2p = 6$ | $2p = 8$ | $2p = 6$ | $2p = 8$ |
| 132 | 2000 | – | – | – |
| 160 | 1700 | 1800 | – | – |
| 180 | 1900 | 2200 | – | – |
| 200*) | 2000 | 2300 | 1300 | 1500 |
| 200**) | 5000 | 5500 | 1300 | 1500 |
| 225*) | 2100 | 2500 | 1400 | 1700 |
| 225**) | 5600 | 6300 | 1400 | 1700 |
| 250*) | 2400 | 2800 | 1300 | 1600 |
| 250**) | 7000 | 7700 | 1300 | 1600 |
| 280*) | 3300 | 3600 | 1800 | 2000 |
| 280**) | 9000 | 9800 | 1800 | 2000 |

$F_q$ – obciążenie poprzeczne przełożone na czołowej powierzchni krańcowej czopa końcowego wału

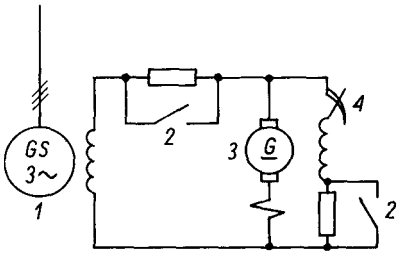
$F_A$ – obciążenie podłużne skierowane w dół (w wykonaniu do pracy w położeniu pionowym

*) – strona napędu i przeciwna: łożyska kulkowe
**) – strona napędu: łożysko walcowe
strona przeciwna: łożysko kulkowe

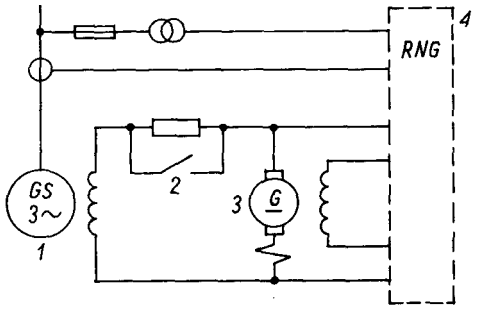
## 11.4. Prądnice synchroniczne

Trójfazowe prądnice synchroniczne w MEW mają budowę bardziej skomplikowaną niż prądnice asynchroniczne. Wolnobieżne prądnice synchroniczne napędzane turbinami wodnymi mają wirniki z biegunami wydatnymi. Uzwojenie wirnika jest zasilane prądem stałym i stanowi magneśnicę prądnicy. Stojan (twornik) ma uzwojenie trójfazowe, z którego wyprowadza się energię elektryczną do sieci. Uzwojenie wirnika (wzbudzenia) jest zasilane prądem stałym o napięciu nie przekraczającym zwykle 220 V. Do najbardziej stosowanych układów wzbudzenia w elektrowniach wodnych należą:
- układ wzbudzenia ze wzbudnicą prądu stałego (i ewentualnie pod-wzbudnicą) osadzoną na wale prądnicy (stosowany w starszych elektrowniach);
- statyczny tyrystorowy układ wzbudzenia;
- bezszczotkowy układ wzbudzenia (wzbudnica prądu przemiennego z wirującymi diodami osadzona na wale prądnicy).

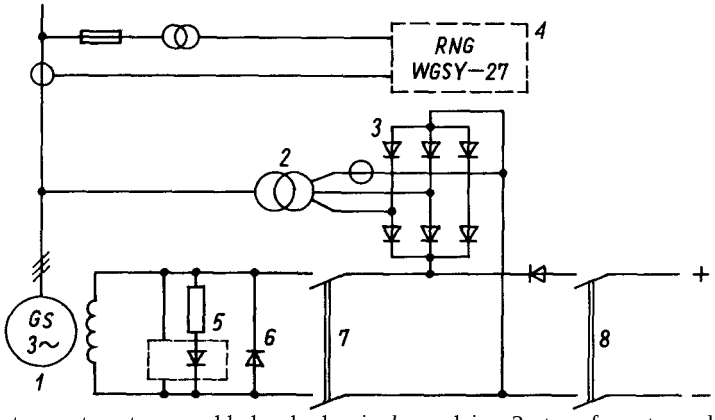
Schematy ww układów podano na rys. 11.3 - 11.6. Wszystkie wymienione układy wzbudzenia, poza najprostszym z regulacją ręczną, są wyposażone w automatyczne regulatory napięcia (od elektromechanicznych do elektronicznych). Regulatory napięcia umożliwiają regulację automatyczną i rezerwowo-ręczną i są wyposażone w ograniczniki prądów, mocy i indukcji.



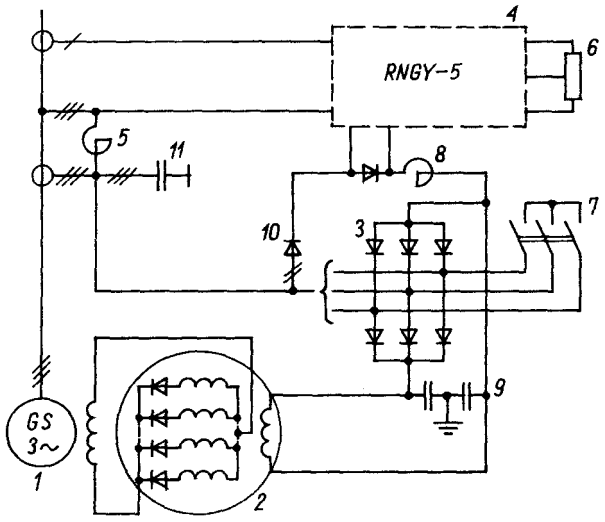

Rys. 11.3. Układ wzbudzenia ze wzbudnicą i ręczną regulacją napięcia. *1* – prądnica, *2* – wyłącznik wzbudzenia, *3* – wzbudnica, *4* – ręczna regulacja napięcia




Rys. 11.4. Układ wzbudzenia ze wzbudnicą i automatyczną regulacją napięcia. *1* – prądnica, *2* – wyłącznik wzbudzenia, *3* – wzbudnica, *4* – automatyczny regulator napięcia




Rys. 11.5. Statyczny tyrystorowy układ wzbudzenia, *1* - prądnica, 2 - transformator wzbudzenia, *3* - prostowniki wzbudzenia, *4* - regulator napięcia, 5 - układ zabezpieczenia od przepięć, 6 - dioda odwzbudzenia, 7 - wyłącznik wzbudzenia, 8 - układ wzbudzenia początkowego



Rys. 11.6. Bezszczotkowy układ wzbudzenia. *1* – prądnica, *2* – wzbudnica prostownikowa, *3* – prostownik wzbudzenia, *4* – regulator napięcia, *5* – dławik liniowy, *6* – nastawnik napięcia, *7* – wyłącznik wzbudzenia, *8* – dławik przeciwzakłóceniowy, *9* – kondensatory przeciwzakłóceniowe, *10* – tyrystor i diody zwierające, *11* – kondensatory

W Polsce poczyniono wstępne prace nad serią synchronicznych prądnic poziomych dla MEW z bezszczotkowymi układami wzbudzenia od 10 ÷ 315 kV · A; 400/231 V; 500 obr/min dla prędkości zwiększonej (rozbiegowej) $2{,}7n_n$.

Prądnice synchroniczne pionowe o mocy 315 ÷ 6300 kV · A są konstruowane w kraju indywidualnie przez ABB Dolmel Wrocław (400 ÷ 11 000 V, 71,4 ÷ 600 obr/min).

Te pionowe prądnice wolnobieżne są wyposażone w jedno łożysko osiowo-promieniowe umieszczone pod prądnicą (typ podparty) w wannie ze stałą ilością oleju.

Prądnice szybkobieżne mają dwa łożyska promieniowo-osiowe nad stojanem prądnicy i promieniowe – pod jej stojanem (typ parasolowy). Dla większych turbozespołów z turbinami typu Kaplana, przy hydraulicznym sterowaniu łopat wirnika turbiny, prądnice wyposaża się w wał drążony.

Ze względu na konieczność zabezpieczenia uzwojeń prądnic od zwarć zewnętrznych oraz wewnętrznych, prądnice z uzwojeniami gwiazdowymi stojana powinny mieć wyprowadzonych 6 końców uzwojeń.



**Literatura do rozdziała 11**


11.1. Energie aus Kleinwasserkraftwerken. H.l. Elin 1980.

11.2. Hoffmann M.: Za/ożenią *do opracowania wytycznych konstrukcyjnych dla typoszeregów prądnic prądu przemiennego dla małych elektrowni wodnych.*

11.3. *Hydrogeneratory synchroniczne pionowe serii* GAV i GYV 315-6300 kV • A 400-6300 V 71,4-600 obr/min. Dolnośląskie Zakłady Wytwórcze Maszyn Elektrycznych - Dolmei - Wrocław.

11.4. Intemational Water Power&Dani Construction. 1980. Vol. 32. No 7.

11.5. Kołek W.: *Praca turbogeneratora w układzie elektroenergetycznym.* Warszawa, PWT 1955.

11.6. Ledr **Z.:** *Asynchromii generator v malych oodnich elektramach.* Prana. Energetika. 1982, ć 9.

11.7. *Mole vodni elektramy.* Informace. Prana. Hydroprojckt 1982.

11.8. *Mole vodni elektramy.* Zakladni pożadavky ČSN 736 881. 1986.

11.9. Materiały informacyjne dla projektantów i użytkowników MEW, dotyczące stosowania seryjnie produkowanych silników indukcyjnych jako generatorów asynchronicznych. Warszawa, Instytut Energetyki 1988.

11.10. Plamitzer A. M.: *Maszyny elektryczne.* Warszawa, WNT 1986.

11.11. *Warunki współpracy małej elektrowni wodnej z systemem elektroenergetycznym.* Warszawa, Instytut Energetyki 1984. 11.IZ *Wytyczne projektowania (budowy) urządzeń elektrycznych małych elektrowni wodnych.* Warszawa, Energoprojekt 1986.

# 12

# Pomocnicze wyposażenie mechaniczne

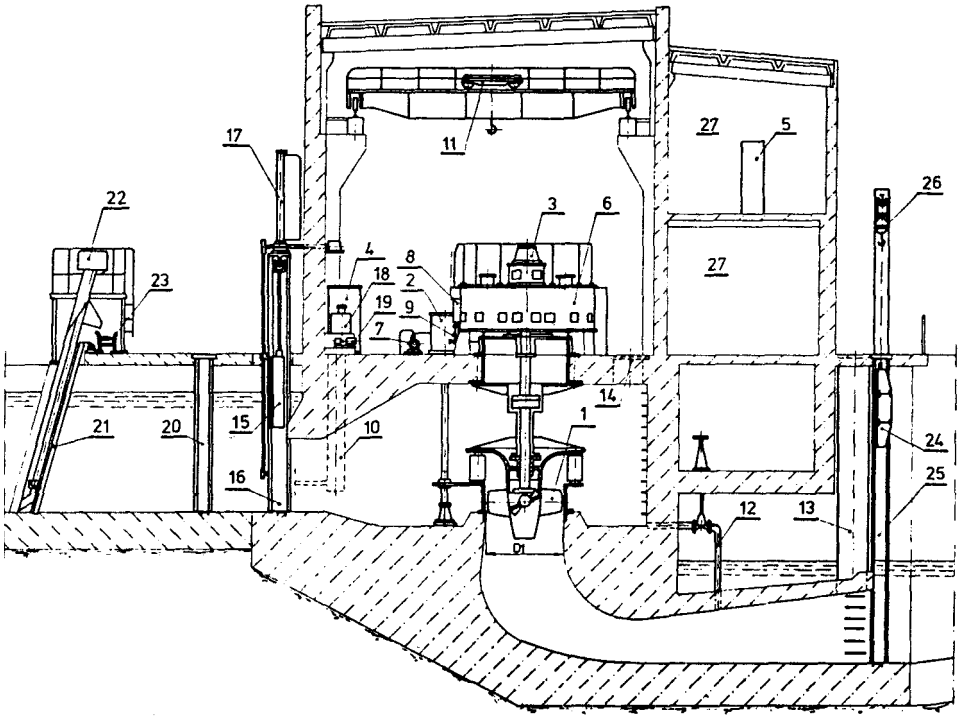
Oprócz turbozespołów do eksploatacji i remontów elektrowni konieczne jest dodatkowe wyposażenie mechaniczne. Na rysunku 12.1 pokazano wyposażenie mechaniczne niskospadowej elektrowni wodnej. W zależności od rozwiązania i potrzeb elektrowni wyposażenie to może się zwiększyć (np. o instalacje odwadniające w elektrowni głębiej posadowionej) lub zmniejszyć (np. o zamknięcia awaryjne przed turbiną pracującą lewarowe).

## 12.1. Kraty na ujęciach wody i ich czyszczenie

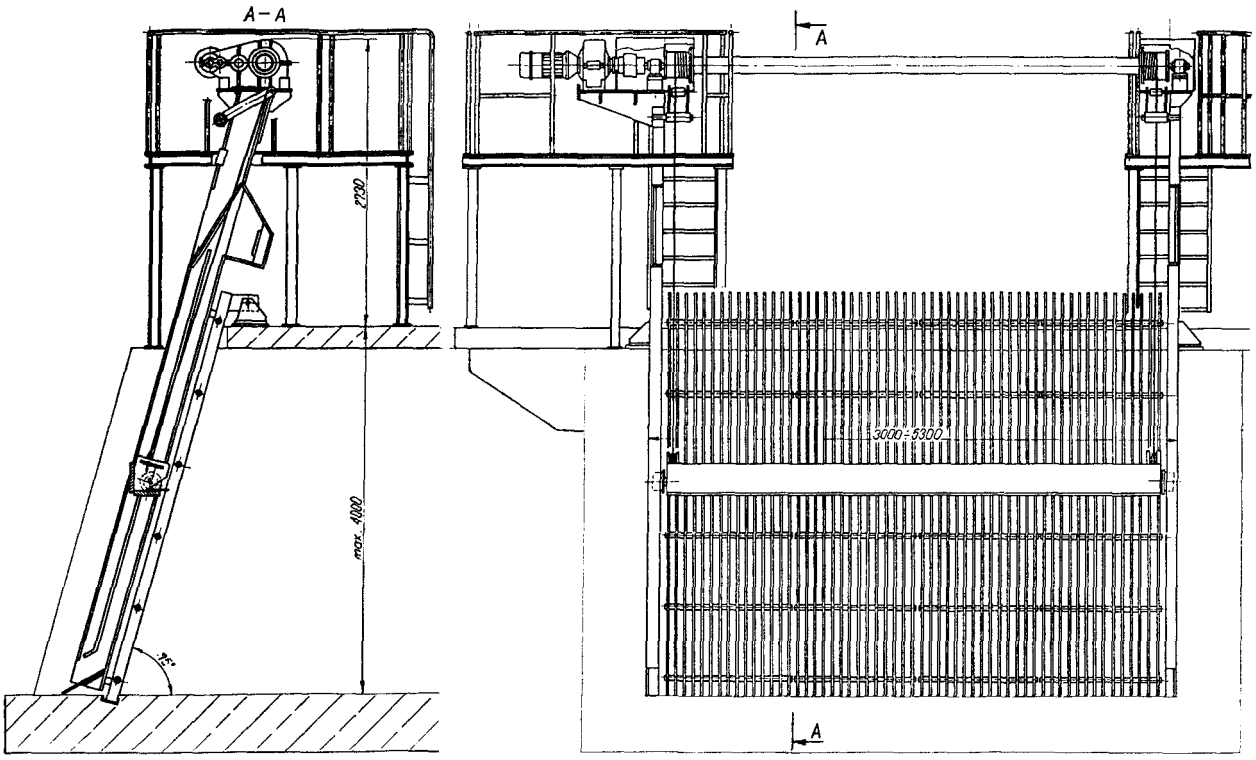
Wloty ujęć wody do komór wodnych turbin lub ujęć do derywacji doprowadzającej do nich wodę są przesłaniane kratami. Ma to na celu zapobieganie przedostawania się do turbin większych zanieczyszczeń napływających z wodą, a które mogłyby uszkodzić turbinę lub obniżyć jej parametry pracy. Kraty są wykonywane z płaskowników stalowych łączonych w pola montażowe za pomocą śrub lub przez spawanie. Pola krat są wspierane na dolnym progu a mocowane do górnego. Długie kraty mogą być dodatkowo podpierane belkami poziomymi, usytuowanymi pomiędzy górnym i dolnym progiem odpowiednio do obciążenia.

Kraty w MEW są ustawiane pochyło, pod kątem 5° —20° do pionu, w celu zwiększenia powierzchni przepływu w ich przekroju.

Prędkość przepływu wody w przekroju netto krat, przy maksymalnym przełyku turbin nie powinna przekraczać l m/s z uwagi na straty spadu. Obliczenia wytrzymałościowe i konstrukcja krat winny być dokonane zgodnie z zaleceniami PN-80/B-03203.




Rys. 12.1. Przekrój poprzeczny przez elektrownię wodną przystopniową. *l* - turbina Kaplana, *2* - serwomotor aparatu kierownicy regulatora obrotów, *3* - serwomotor nastawiania łopat wirnika regulatora obrotów, *4* - stacja zasilania hydraulicznego regulatora obrotów, 5 - część elektroniczna regulatora obrotów, (5 - prądnica synchroniczna, 7 - pompy wody chłodzącej łożysk prądnicy wraz z instalacją, *S* - instalacja sprężonego powietrza do hamowania turbozespołu, *9* - instalacja olejowa, *10* - układ pomiarowy wody górnej, *11* - suwnica, *13* - instalacje odwadniające, *13* - właz do rury ssawnej turbiny, *14* - właz wodoszczelny do komory turbiny, 75 - zasuwa awaryjna, *16* - prowadnica zasuwy, *17* - napęd hydrauliczny zasuwy, *1H* - zbiornik oleju do napędu zasuwy,.?? - pompy olejowe do napędu zasuwy, *20* - prowadnica zamknięć remontowych,.?/ - kraty, *22* - stacjonarna czyszczarka krat, *23* - przenośnik zanieczyszczeń,^ - zastawka remontowa, 25 - prowadnica zastawki, *26* - wciągnik do wyjmowania i zakładania zastawki, *27* - pomieszczenie elektryczne




Rys. 12.2. Kraty ze stacjonarną czyszczarką

Gromadzące się na kratach zanieczyszczenia (napływa ich dużo, zwłaszcza w elektrowniach przepływowych) muszą być usuwane mechanicznie lub ewentualnie ręcznie z małych krat (o wymiarach maks. 4x2 m). Do mechanicznego usuwania zanieczyszczeń stosowane są czyszczarki, które można podzielić na stacjonarne (rys. 12.2) i przejezdne. Te pierwsze są stosowane do 1 — 2 wlotów o szerokości ok. 6,0 m każdy, a przejezdne do większej liczby wlotów. Konstruktorem stacjonarnej czyszczarki jest Powogaz w Pniewach k. Poznania, a przejezdnej Energoprojekt Warszawa.

## 12.2. Zamknięcia dopływu wody do turbin

Na wlotach do komór wodnych turbin, które nie pracują w układach lewarowych lub na ujęciach do derywacji doprowadzających do nich wodę, są instalowane zamknięcia - niezbędne **ze** względów ruchowych, bezpieczeństwa i remontowych.

**Ze** względów ruchowych są potrzebne zamknięcia na dopływie wody do turbin o konstrukcji uproszczonej, z pojedynczą regulacją przepływu wody, tj. turbiny rurowe **ze** stałymi łopatkami kierownicy oraz typu Reiffenstein'a. Zamknięcia te muszą być zamykane i otwierane przy uruchomianiu i zatrzymywaniu takich turbin.

Ze względów bezpieczeństwa niezbędne są zamknięcia na dopływie wody do turbin, których obroty rozbiegowe osiągają wartości ponad dwukrotnie wyższe od obrotów znamionowych, a których regulacja przełyku nie zabezpiecza przynajmniej dwóch niezależnych sposobów powstrzymania przez nie przepływu wody w przypadku awaryjnego odciążenia prądnicy.

**Ze** względów remontowych konieczne jest odcięcie dopływu wody do turbin zarówno od strony wlotowej, jak i wylotowej (rury ssawnej).

Funkcję zamknięć ruchowych i bezpieczeństwa (awaryjnych) najlepiej spełniają zamknięcia:
- tablicowe - zawieszone na podnośnikach hydraulicznych przed wlotami do prostokątnych lub spiralnych komór turbinowych oraz na ujęciach do derywacji;



- motylowe - otwierane podnośnikiem hydraulicznym, a zamykane ciężarem; instalowane na rurociągach derywacyjnych przed wlotami do blaszanych spiral turbin lub do turbin rurowych z pojedynczą regulacją.

W większości MEW zamknięcia te mogą również spełniać funkcję remontowych. Jednakże przy dużych zasuwach tablicowych i głębokim ujęciu, ich szczelność jest niewystarczająca. Przed takimi zamknięciami oraz na wlotach do komór wodnych turbin, które nie wymagają zamknięć ruchowych czy awaryjnych, a także na wylotach z rur ssawnych, stosowane są zamknięcia w formie zastawek.

Zasuwy tablicowe i zastawki są najczęściej stalowe, konstrukcji spawanej z blach i profili walcowanych, a uszczelnienia mają gumowe. W celu pewnego opadania zasuwy są wyposażone w koła i poruszają się w prowadnicach stalowych po szynach, zastawki natomiast po ślizgach.

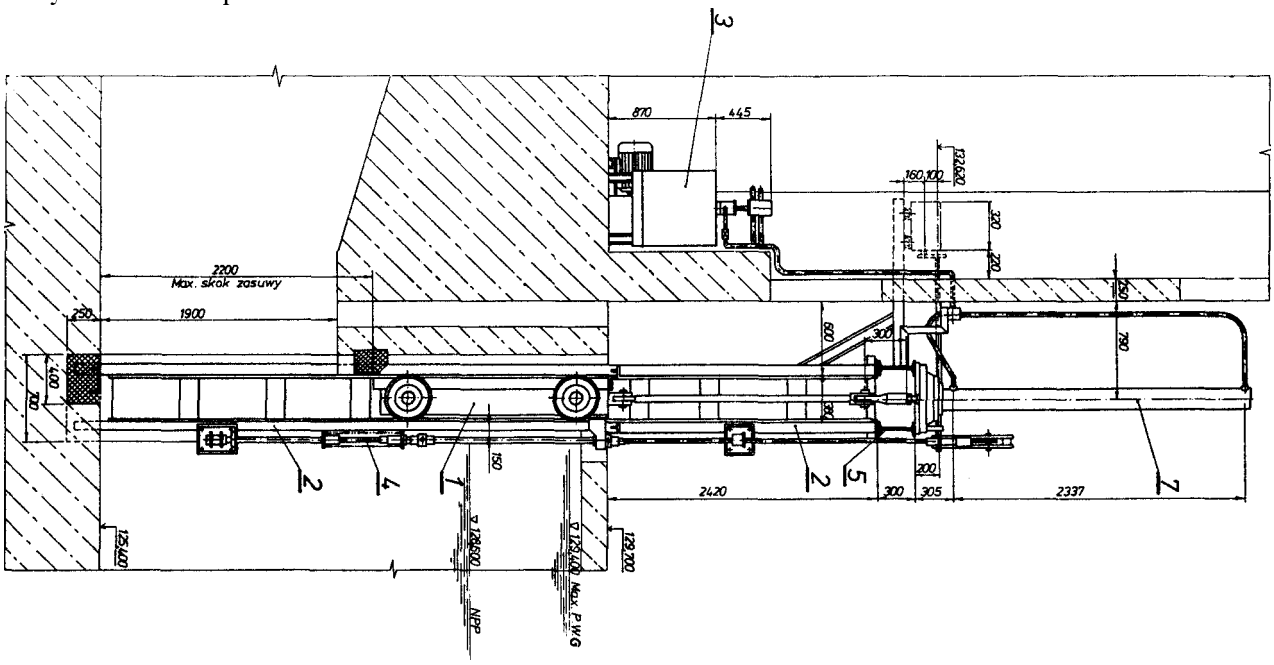
Do podnoszenia zasuw i otwierania zamknięć motylowych są najczęściej stosowane podnośniki hydrauliczne (serwomotory) z uwagi na ich funkcjonalność oraz prostą i zwartą konstrukcję. Pewnym ich mankamentem mogą być przecieki oleju napędowego, które mogą przedostawać się do wody. Właściwe rozwiązanie uszczelnienia tloczys-ka przy wyjściu z cylindra minimalizuje ten mankament.

Inne napędy, np. linowe wciągarki lub mechanizmy śrubowe z napędami elektrycznymi są bardziej skomplikowane i mniej pewne ruchowo.

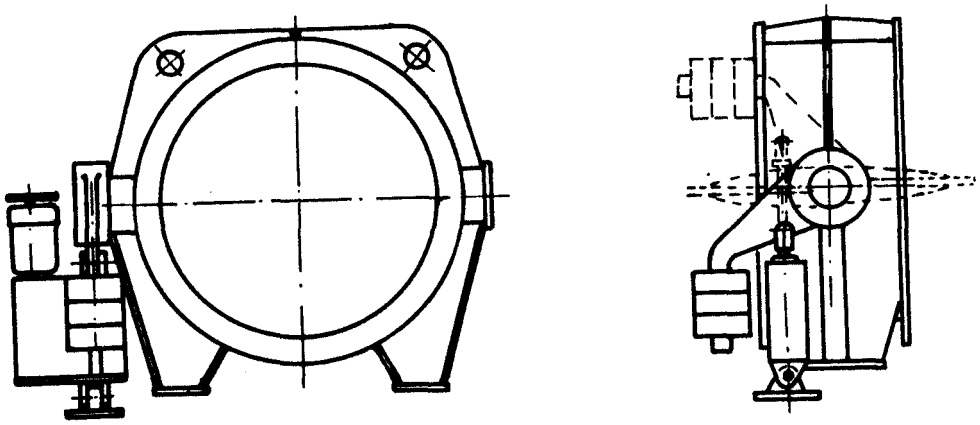
Zastawki stalowe są najczęściej zakładane i wyjmowane za pomocą wciągników elektrycznych, które w przypadku obsługi kilku wlotów są instalowane przejezdnie na belkach dwuteownikowych.

Jako zamknięcia remontowe najmniejszych wlotów i wylotów mogą być zamknięcia szandorowe (belki) drewniane zakładane ręcznie (ich rozpiętość maks. 2,0 m).

Zamknięcia tablicowe i zastawki stalowe są konstruowane indywidualnie dla poszczególnych elektrowni, np. przez Energoprojekt Warszawa, wykonywane przez Zakłady Remontowe Energetyki. Podnośniki hydrauliczne o skoku do 2,2 m i wystarczająco dużych udźwigach dla MEW produkuje Hydroster w Słupsku, a zamknięcia motylowe - Chemar w Kielcach. Na rysunku 12.3 pokazano zamknięcie z zasuwą stalową podwieszoną na podnośniku hydraulicznym, a na rys. 12.4 zamknięcie motylowe z takim podnośnikiem.

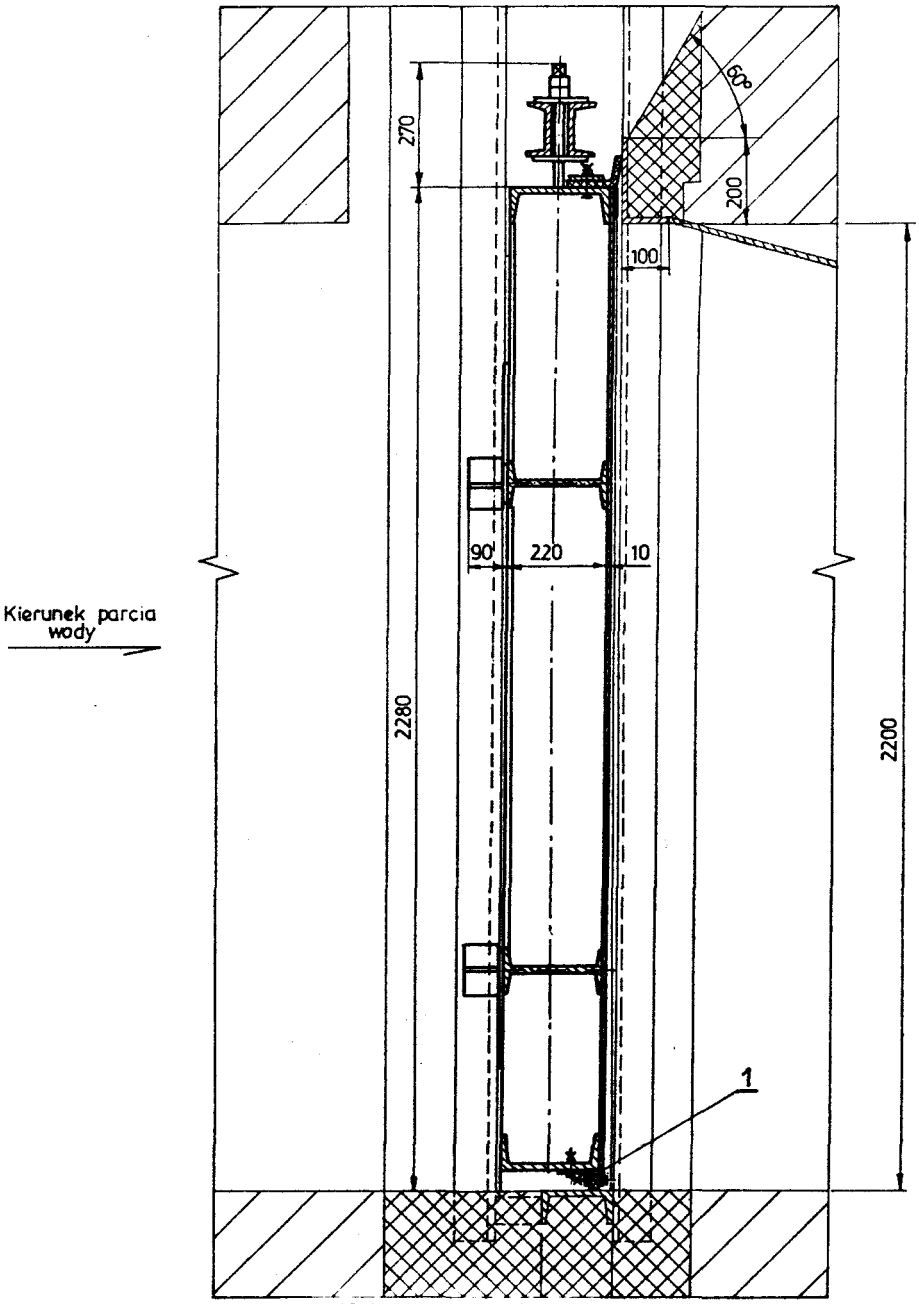



Rys. 12.3. Zamknięcie tablicowe z podnośnikiem hydraulicznym, *1* - zasuwa, *2* - prowadnica, *3* - urządzenie pompowe oleju, *4* - drążek sterowniczy, 5 - konstrukcja wsporcza, 6 – podnośnik hydrauliczny



Rys. 12.4.

Zamknięcie motylowe z napędem hydrauliczno-ciężarowym



Rys. 12.5. Zastawka stalowa. *1* – uszczelnienia gumowe

**123. Wyposażane budynku elektrowni w dźwigi**

W elektrowniach wodnych do montażu i demontażu urządzeń, bądź do ich obsługi eksploatacyjnej, są stosowane suwnice pomostowe lub podwieszone do stropu oraz wciągniki z napędami elektrycznymi lub sw bardzo małych elektrowniach - z napędami ręcznymi.

Suwnice są stosowane w halach turbozespołów lub generatorów przy dwupoziomowym posadowieniu turbozespołu. Suwnice należy dobierać o udźwigu na maksymalny ciężar montażowy o

rozpiętości, wysokości podnoszenia i położenia haka odpowiednio do gabarytów maksymalnego elementu montażowego i rozmieszczenia urządzeń w budynku.

Wciągniki są stosowane najczęściej do zakładania i wyjmowania zastawek remontowych na wlotach i wylotach z komór wodnych turbin. Udźwig takiego podnośnika należy dobierać do maksymalnego ciężaru zastawki z uwzględnieniem min. 25% zapasu na tarcie w prowadnicach. W przypadku obsługi przez wciągnik więcej niż jednego wlotu lub wylotu należy zawieszać wciągnik przejezdny na belce z odpowiedniego dwuteownika.

Urządzenia dźwigowe stosowane w MEW są produkowane w kraju w wystarczającym zakresie przez kilku producentów, np. FUD w Mińsku Mazowieckim czy FAMAK w Kluczborku. Przy instalowaniu i eksploatacji urządzeń dźwigowych należy przestrzegać przepisy Urzędu Dozoru Technicznego.

# 13

# Urządzenia elektryczne

### 13.1. Podstawowe schematy połączeń elektrycznych i wybór napięcia prądnicy i rozdzielczego

Układy główne (schematy strukturalne) dla MEW zależą od wielu czynników, przede wszystkim od:
- systemu pracy elektrowni,
- wielkości mocy prądnic i całej elektrowni,
- rodzaju prądnic,
- dostępnej aparatury i urządzeń.

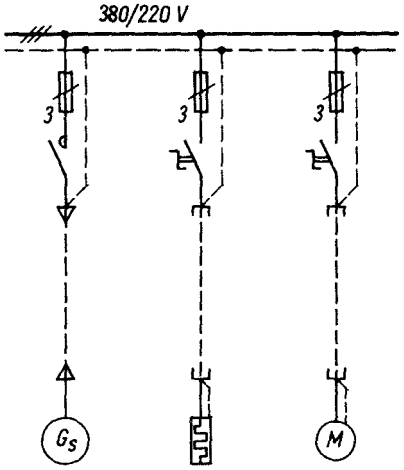
Pod pojęciem systemu pracy elektrowni należy rozumieć:

a) współpracę elektrowni wyłącznie z siecią wydzieloną, tj. samotną pracę elektrowni na wydzielone odbiory zewnętrzne i potrzeby własne elektrowni;

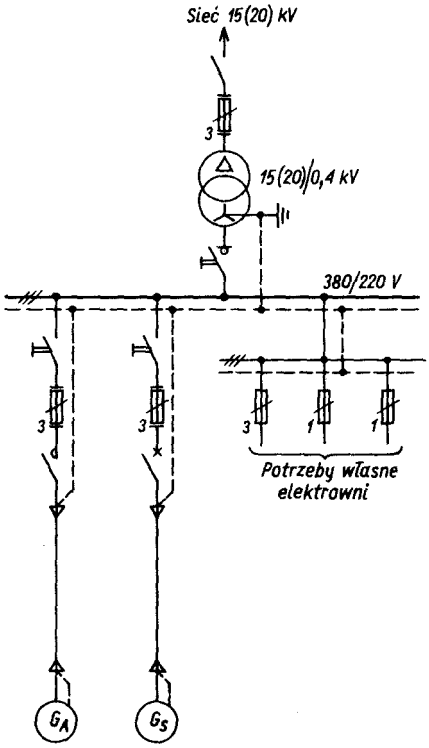
b) współpracę wyłącznie z rozdzielczą siecią elektroenergetyczną;

c) możliwość pracy mieszanej (albo współpraca wyłącznie z siecią wydzieloną lub współpraca z rozdzielczą siecią elektroenergetyczną).

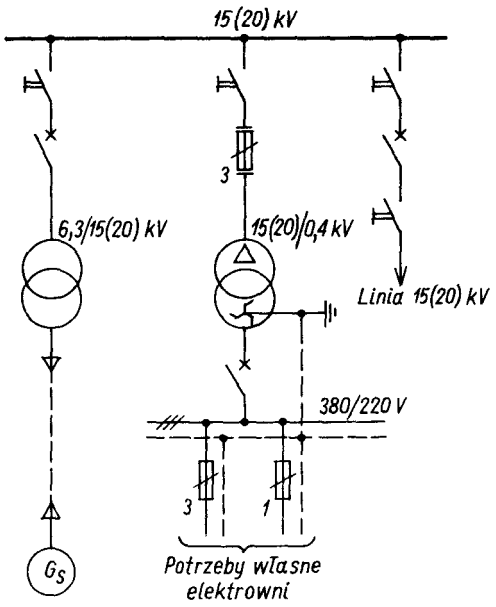
Względy konstrukcyjne prądnic nie ograniczają ich mocy na napięciu 0,4 kV nawet do 2 MW, natomiast moc ta jest ograniczona przez urządzenia rozdzielcze (rozdzielnice i aparatura łączeniowa) oraz linie przesyłowe 0,4 kV (ze względu na dopuszczalne spadki napięcia). Górną granicą sumarycznej mocy prądnic o napięciu 0,4 kV zainstalowanych w elektrowni i pracujących na szyny rozdzielnicy 0,4 kV jest moc 800 kW (ok. 1000 kV • A) - ze względu na dopuszczalne warunki wytrzymałości zwarciowej (95 — 105 kA • m) typowych rozdzielnic nn produkowanych w kraju oraz do mocy 1280 kW (1600 kV • A) w przypadku gdy prądnica będzie pracować w bloku z transformatorem bez stosowania rozdzielnicy na napięciu prądnicowym.W tym drugim przypadku moc ta jest determinowana największą mocą typowego transformatora o dolnym napięciu 0,4 kV, wynoszącą 1600 kV • A. Ze względu na szeroki zakres mocy MEW od 5 kW do 5 MW istnieje wiele schematów strukturalnych tego typu elektrowni Przykładowe rozwiązania podano na rys. 13.1 —13.4.



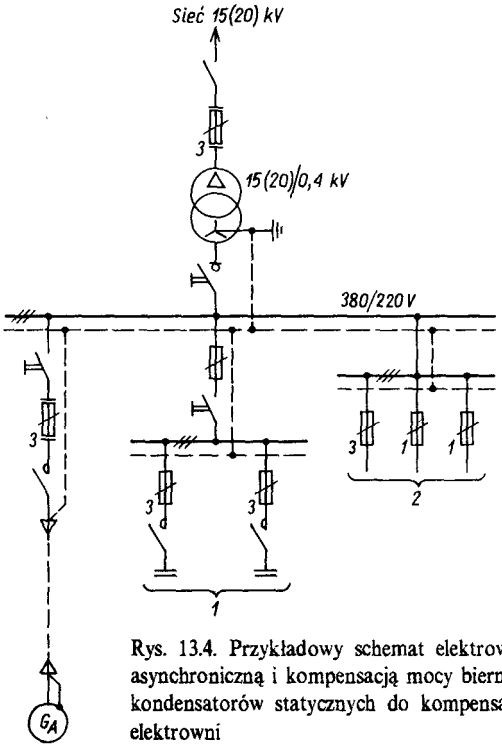

Rys. 13.1. Przykładowy schemat pracy prądnicy synchronicznej na sieć wydzieloną




Rys. 13.2. Przykładowy schemat elektrowni z jedną prądnicą asynchroniczną i jedną synchroniczną o napięciu 0,4 kV – współpracujące z siecią




Rys. 13.3. Przykładowy schemat elektrowni z jedną prądnicą synchroniczną wysokonapięciową (6,3 kV) współpracującą z siecią




Rys. 13.4. Przykładowy schemat elektrowni o napięciu 0,4 kV zjedną prądnicą asynchroniczną i kompensacją mocy biernej – współpracującą z siecią. *1* – baterie kondensatorów statycznych do kompensacji mocy biernej, *2* – potrzeby własne elektrowni

## 13.2. Powiązanie elektrowni z siecią rozdzielczą

Małe elektrownie wodne mogą być podłączone do elektroenergetycznej sieci rozdzielczej niskiego lub średniego napięcia, do sieci rozdzielczej przemysłowej zasilanej normalnie z sieci elektroenergetycznej lub do innego źródła. Sposób powiązania MEW z siecią rozdzielczą należy uzgodnić z właściwym zakładem energetycznym i uzyskać warunki przyłączenia jej do sieci. Współpraca MEW z siecią elektroenergetyczną powinna być określona w instrukcji współpracy między zainteresowanymi stronami, dostarczonej przez zakład energetyczny.

Wyprowadzenie mocy z rozdzielnicy głównej 400 V elektrowni może odbywać się bezpośrednio do lokalnej sieci 400 V lub do sieci średniego napięcia - za pośrednictwem

pojedynczego transformatora. Do tego celu należy stosować typowe stacje transformatorowe lub ich adaptacje.

Dla elektrowni z prądnicami wysokonapięciowymi zaleca się stosować układy blokowe z transformatorami współpracującymi z rozdzielnią wysokiego napięcia (15, 20 kV). Instalowanie rozdzielnic na napięciu prądnicowym należy ograniczyć do uzasadnionych przypadków.

Jeżeli w MEW nie przewiduje się węzła rozdzielczego wysokiego napięcia, to zaleca się pojedyncze powiązanie elektrowni z siecią.

### 13.3. Wybór typu i rozwiązań szaf sterowniczo-rozdzielczych oraz ich konfiguracji

W małych elektrowniach wodnych należy stosować zunifikowane, prefabrykowane rozdzielnice niskiego i wysokiego napięcia, w obudowie osłoniętej - spełniającej warunki ochrony IP20 wg normy PN-79/E-08106. Stosowanie rozdzielnic pozwala na instalowanie wewnątrz szaf aparatury rozdzielczej, zabezpieczeniowej i pomocniczej. Na drzwiach rozdzielnic jest umieszczona aparatura kontrolno-pomiaro-wa, sterownicza i sygnalizacyjna.

Dobór rozdzielnic powinien być poprzedzony obliczeniami. Urządzenia rozdzielnic muszą wytrzymywać prądy obciążeń oraz-działania dynamiczne i termiczne przewidywanych prądów zwarcia. Należy dążyć aby układ głównych połączeń elektrycznych rozdzielnic był jak najprostszy. Dla MEW mniejszych mocy zaleca się rozdzielnice z pojedynczym systemem szyn zbiorczych i niesekcjonowane.

**Tablica 13.1. Zestawienie krajowych rozdzielnic 0,4 kV**

| Nazwa rozdzielnicy | Rodzaj | Producent | Napięcie znamionowe V | Prąd znamionowy A |
|---|---|---|---|---|
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 |
| REG-1 | dwuczlonowa | Elektrobudowa | 380 | 630 1000 |
| PROBLOK 11 | » | Elektromontaż | 500 | 350 1500 |
| UNIBLOK | » | » | 500 | 1000 2500 |
| RSK | n | M | 660 | 400-3000 |
| MS-76 | szafowa | Elektrobudowa | 380 | 630-1000 |
| ZUR-79 | » | Eiektromontaż | 500 | 630-2500 |
| ŻUR | r | » | 500 | 630-2500 |
| RSb | r | 1» | 660 | 400-1000 |
| RSs | " | M | 660 | do 1000 |
| RTS | n | 19 | 660 | 630-2500 |

| | | | | |
|---|---|---|---|---|
| ***USR*** | ***n*** | ***»*** | ***660*** | ***100-1000*** |

W tablicy 13.1 zestawiono typowe rozdzielnice 0,4 kV, a w tablicy 13.2 typowe rozdzielnice 15 (20) kV - krajowych producentów - dostawców tych urządzeń dla elektrowni wodnych.

**Tablica 13.1. (cA)**

| Wytrzymałość zwarciowa | | Wymiary pól (mm) | | | Osłona | Rodzaj ochrony p. porażeniowej | Uwagi |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| /dyn k-Am | /.l. kAs | szerokość | głębokość | wyso-kość | | | |
| 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 | 13 |
| 95 | 35 | 750 750 | 450 i 650 | 2000 | JP40B | zerowanie | |
| 80 | 40 | 740 | 1100 | 2370 | Jp65 | » | |
| 105 | | 600,700 1050 | 1050 | 2330 | JP40B | M | |
| 125 | | 750 | 500 900 | 2100 | JP20 | zerowanie i uziemienie | |
| 30 52 | 15 25 | 750 | 450 650 | 2000 | JP40B | zerowanie | |
| 50-105 | 19-42 | 600i 750 | 600i 750 | 2250 2300 | JPOOi JP40 | zerowanie i uziemienie | |
| 50 - 105 | | 450,600 750 | 450,600 750 | 2240 | JPOO JP20 | » | |
| 25 | | 300 i 750 | 450 | 2050 | JPOO JP21 JP41 | » | |
| 40 | | 750, 1050 1300 | 450 | 1800 2050 | JP42 | »i | |
| 50 - 105 | | 1500 | 1300 2600 | 2240 | JP40 | » | |
| 50 - 60 | | 550, 650 750, 850 1050 | 350, 450 600,800 | 2110 | JP40 JP51 | M | |

**Tablica 13.2. Zestawienie krajowych rozdzielnic 15 (20) kV**

| Nazwa (typ) rozdzielnicy | Rodzaj | Producent | Napięcie znamionowe kV | Prąd znamionowy pól A |
|---|---|---|---|---|
| l | 2 | 3 | 4 | 5 |
| WRS20 | wolnostojąca | Elbud<br>Wieleń n/Notecią | 15<br>(20) | 1250<br>630<br>400 |
| RU20 | M | Elektromontaż | 24 | 2000<br>1250<br>630 |

| | | | | |
|---|---|---|---|---|
| RSp20 | przyścienna | Elbud | 20 | 1000<br>630 |
| RDZ | dwuczłonowa | ZWAR | 24 | 1250<br>630 |

W przypadku stosowania rozdzielnic dwuczłonowych (wysuwanych) 0,4 kV aparaturę sterownicze pomiarową należy lokalizować w oddzielnych szafach. Typy rozdzielnic wysokonapięciowych 15 (20) kV - należy każdorazowo uzgadniać z zakładem energetycznym.

### 13.4. Wybór aparatury łączeniowej

Aparatura łączeniowa stosowana w elektrowni musi wytrzymywać prądy obciążeń oraz dynamiczne i termiczne działanie prądów zwarcia. W obwodach o napięciu znamionowym do l kV do łączenia prądów obciążenia należy używać wyłącznie łączników przeznaczonych do zamykania i otwierania obciążonych obwodów (wyłączniki, rozłącz-niki i styczniki).

Łączenie prądnic niskiego napięcia zaleca się dokonywać za pomocą:
- styczników - prądnice asynchroniczne,
- wyłączników - prądnice synchroniczne.

**Tablica 112. (&•.)**

| Wytrzymałość zwarciowa | | Wymiary pól (mm) | | | Osłona | Uwagi |
|---|---|---|---|---|---|---|
| /dyn<br>k-Am | /,!.<br>kAs | szerokość | głębokość | wysokość | | |
| 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 |
| 80 | 31,5 | 1400 | 1650 | 3600 | JPOO | |
| 50 | 20 | 1200 | 1700 | 3100 | JPOO | |
| 25 | 10 | 1400 | 1650 | 3100 | JPOO | |
| 50 | 20 | 900 | 1875 | 2450 | JP3X | |

W rozdzielnicach wysokiego napięcia należy stosować wyłączniki oraz rozłączniki, lecz w zakresie określonym w dokumentacji fabrycznej oraz uzgodnione z właściwym zakładem energetycznym.

### 13.5. Rodzaje i wybór zabezpieczeń

#### 13.5.1. Urządzenia zabezpieczające

Podstawowymi rozwiązaniami technicznymi zabezpieczeń w MEW mogą być układy oparte na:
- bezpiecznikach topikowych;
- wyzwalaczach elektromagnetycznych;
- wyzwalaczach termobimetalowych;
- przekaźnikach elektromechanicznych;

- przekaźnikach mechanicznych, np. reagujących na temperaturę, ciśnienie, przepływ cieczy;
- przekaźnikach statycznych, wykorzystujących elementy elektroniczne, magnetyczne i inne.

### 13.5.2. Zabezpieczenia prądnic synchronicznych o mocy poniżej 2000 kV-A, zasilających bezpośrednio szyny zbiorcze

Do tej grupy zabezpieczeń należą:

a) Zabezpieczenie od przetężeń w uzwojeniu stojana, wywołanych zwarciami zewnętrznymi. Dla prądnic o mocy poniżej 100 kV • A mogą być użyte:
- bezpieczniki topikowe współpracujące ze stycznikami z nabudowany-mi wyzwalaczami termobimetalowymi z mechanizmem różnicowym;
- wyzwalacze elektromagnetyczne współpracujące z wyłącznikiem;
- przekaźniki nadprądowo-czasowe, zasilane z przekladników prądowych, współpracujące z wyłącznikiem.

Na wybór rozwiązania mają wpływ warunki prądowe (normalne i zwarciowe).

Dla prądnic o mocy 100 kV-A i większej stosuje się zabezpieczenie nadmiarowo-prądowe zwłoczne, wtórne, współpracujące z wyłącznikiem.

Zaleca się także:
- zabezpieczenie nadmiarowo-prądowe (z rozruchem prądowym i trójfazowym podtrzymaniem podnapięciowym), przyłączone do przekladników prądowych od strony punktu zerowego prądnicy, w przypadku gdy układ wzbudzenia prądnicy (np. zasilanie z odczepu) nie zapewnia niezbędnego pobudzenia prądowego a prądnica ma pracować na sieć wydzieloną;
- zabezpieczenie nadmiarowo-prądowe od zwarć jednofazowych z ziemią dla prądnic o napięciu 400 V, pracujących w układzie cztero-przewodowym z uziemionym przewodem zerowym, włączone do przewodu zerowego wyprowadzonego z punktu gwiazdowego przekład-ników prądowych, zainstalowanych w punkcie zerowym prądnicy.

b) Zabezpieczenie od podwyższenia (nadmiernego wzrostu) napięcia na uzwojeniu stojana - nadnapięciowe zwłoczne, podłączone do napięcia międzyprzewodowego.

c) Zabezpieczenie od przetężeń w uzwojeniu stojana wywołanych przeciążeniami ruchowymi, przy czym dla prądnic o mocy poniżej 100 kV • A mogą być użyte wyzwalacze termobimetalowe zainstalowane w wyłączniku lub styczniku, a dla prądnic o mocy 100 kV • A i większej, lub gdy wymagają tego warunki prądowe (normalne lub zwarciowe), stosuje się zabezpieczenie nadmiarowo-prądowe zwłoczne, wtórne.

d) Zabezpieczenie od zwarć międzyfazowych w uzwojeniu stojana, gdy napięcie prądnicy jest wyższe od 1000 **V,** wykonane jako różnicowo-prądowe wzdłużne bezzwłoczne lub nadmiarowo-prądowe bezzwłoczne, zamiast wymaganego zabezpieczenia różnicowego, dla prądnic pracujących równolegle z siecią lub innymi prądnicami i nie mających faz wyprowadzonych od strony punktu zerowego, zasilane z przekładników od strony wyprowadzeń prądnicy.

e) Urządzenia odwzbudzające dla prądnic na napięcie powyżej 1000 V.

f) Zabezpieczenie przed skutkami pierwszego zwarcia doziemnego w obwodzie wzbudzenia prądnicy - w przypadku wymagań dostawcy.

g) Zabezpieczenie od asymetrii obciążeń, reagujące na składową przeciwną prądu (w uzasadnionych przypadkach dla prądnic pracujących na sieć 0,4 kV).

h) Zabezpieczenie od skutków utraty synchronizmu -zaleca się dla prądnic o mocy 100 kV • A i większej, współpracujących z siecią elektroenergetyczną.

Zabezpieczenia omówione w punktach a), b), d), f), g), h) pobudzają układ wyłączenia turbozespołu z ruchu oraz układ sygnalizacji awaryjnej, a omówione w punkcie c) pobudzają układ sygnalizacji ostrzegawczej. W przypadku prądnic na napięcie powyżej 1000 V, zabezpieczenia omówione w punktach a), b), d), f) pobudzają także układ odwzbudzenia prądnicy - urządzenia podane w punkcie e).

### 13.5.3. Zabezpieczenia prądnic synchronicznych o mocy 2000 kV A - 5000 kV A i napięciu powyżej 1000 V, zasilających bezpośrednio szyny zbiorcze

Do tej grupy zabezpieczeń należą:

a) Zabezpieczenie od przetężeń w uzwojeniu stojana wywołanych zwarciami zewnętrznymi - wykonane jako zabezpieczenie nadmiarowo-prądowe zwłoczne z blokadą napięciową (z rozruchem pod-napięciowym) a gdy układ wzbudzenia prądnicy nie zapewnia niezbędnego pobudzenia prądowego (np. przy zasilaniu wzbudzenia statycznego z odczepu prądnicy) i przewiduje się pracę na sieć wydzieloną, zaleca się zabezpieczenie nadmiarowo-prądowe z rozruchem prądowym



i trójfazowym podtrzymaniem podnapięciowym, przyłączone do prze-kładników prądowych od strony punktu zerowego prądnicy.

b) Zabezpieczenie od podwyższenia (nadmiernego wzrostu) napięcia na uzwojeniu stojana - nadnapięciowe zwłoczne, przyłączone do napięcia międzyprzewodowego.

c) Zabezpieczenie od przetężeń w uzwojeniu stojana, wywołanych przeciążeniami ruchowymi - nadmiarowo-prądowe zwłoczne.

d) Zabezpieczenie od zwarć międzyfazowych w uzwojeniu stojana prądnicy - różnicowo-prądowe wzdłużne bezzwłoczne.

e) Urządzenia odwzbudzające.

f) Urządzenie do kontroli izolacji lub sygnalizacja pierwszego zwarcia doziemnego w obwodzie wzbudzenia.

g) Zabezpieczenie od skutków utraty synchronizmu dla prądnic współpracujących z siecią elektroenergetyczną.

Zabezpieczenia omówione w punktach a), b), d) g) pobudzają układ wyłączenia turbozespołu z ruchu oraz układ sygnalizacji awaryjnej, a omówione w punktach c) i f) pobudzają układ sygnalizacji ostrzegawczej, o ile względy konstrukcyjne (wytrzymałość łożyska promieniowego) nie stawiają wymagania zastosowania zabezpieczenia przed skutkami pierwszego zwarcia doziemnego obwodu wzbudzenia, powodującego wyłączenie i odwzbudzenie prądnicy.

Zabezpieczenia omówione w punktach a), b), d) pobudzają także układ odwzbudzenia prądnicy - urządzenie podane w punkcie e).

### 135.4. Zabezpieczenia blokó w prądnica synchroniczna - transformator o mocy do 5000 kV A

Do tej grupy zabezpieczeń należą:

a) Zabezpieczenie do przetężeń wywołanych zwarciami zewnętrznymi - wykonane jako zabezpieczenie nadmiarowo-prądowe zwłoczne z blokadą napięciową (z rozruchem podnapięciowym) a gdy układ wzbudzenia prądnicy nie zapewnia niezbędnego pobudzenia prądowego (np. przy zasilaniu wzbudzenia statycznego z odczepu prądnicy) i przewiduje się pracę na sieć wydzieloną zaleca się zabezpieczenie nadmiarowo-prądowe (z rozruchem prądowym) i trójfazowym podtrzymaniem podnapięciowym, przyłączone do przekładników prądowych od strony punktu zerowego prądnicy.

b) Zabezpieczenie od podwyższenia (nadmiernego wzrostu) napięcia w uzwojeniu stojana - nadnapiędowe zwtoczne, przyłączone do napięcia miądzyprzewodowego.

c) Zabezpieczenie od przetężen wywołanych przeciążeniami ruchowymi - nadmiarowo-prądowe zwłoczne.

d) Zabezpieczenie od zwarć międzyfazowych w bloku prądnica-transformator, obejmujące ewentualnie odczep do zasilania potrzeb własnych i szyny lub kable bloku - stosowane gdy napięcie prądnicy jest wyższe od 1000 V lub gdy moc transformatora jest większa od 315 kV • A - różnicowo-prądowe wzdłużne bezzwłoczne.

e) Urządzenia odwzbudzające dla prądnic na napięcie powyżej 1000 V.

f) Urządzenie do kontroli izolacji lub sygnalizacja pierwszego zwarcia doziemnego w obwodzie wzbudzenia.

g) Zabezpieczenie od skutków utraty synchronizmu przy współpracy z siecią elektroenergetyczną.

h) Zabezpieczenie gazowo-przepływowe II-stopniowe dla transformatorów o mocy powyżej 1000 kV • A.

i) Termometr **ze** wskaźnikiem temperatury maksymalnej dla transformatorów o mocy powyżej 200 kV • A.

Zabezpieczenia omówione w punktach a), b), d), g), h) pobudzają układ wyłączenia turbozespołu z ruchu oraz układ sygnalizacji awaryjnej, a omówione w punktach c), h) -I. st. i f) pobudzają układ sygnalizacji ostrzegawczej, o ile względy konstrukcyjne (wytrzymałość łożyska promieniowego) nie stawiają wymagania zastosowania zabezpieczenia przed skutkami pierwszego zwarcia doziemnego obwodu wzbudzenia, powodującego wyłączenie i odwzbudzenie prądnicy.

W przypadku prądnic na napięcie powyżej 1000 **V,** zabezpieczenia omówione w punktach a), b), d), h) -II. st. pobudzają także układ odwzbudzenia prądnicy - urządzenie podane w punkcie e).

### 13.55. Zabezpieczenia prądnic asynchronicznych o mocy do 250 kV A i napięciu do 1000 V, zasilających bezpośrednio szyny zbiorcze

Do tej grupy zabezpieczeń należą:

a) Zabezpieczenie od przetężen wywołanych zwarciami w uzwojeniach prądnicy i w doprowadzeniach, realizowane przy użyciu aparatury jak w punkcie 13.5.2. a) dla prądnic o mocy mniejszej niż 100 kV-A.

b) Zabezpieczenie od zaniku napięcia w sieci - podnapięciowe bezzwłoczne, dwa przekaźniki przyłączone do dwóch różnych napięć międzyprzewodowych.

c) Zabezpieczenie od asymetrii obciążeń reagujące na składową przeciwną prądu (w uzasadnionych przypadkach).

d) Zabezpieczenie od przetężeri w uzwojeniu stojana, wywołanych przeciążeniami ruchowymi, wykonane jako wyzwalacze termo-bimetaJowe zainstalowane w wyłączniku lub styczniku, albo zabezpieczenie nadmiarowo-prądowe zwłoczne, współpracujące z wyłącznikiem, gdy wymagają tego warunki prądowe (normalne lub zwarciowe).

Zabezpieczenia omówione w punktach a), b), c) pobudzają układ wyłączenia turbozespołu z ruchu oraz układ sygnalizacji awaryjnej, a omówione w punkcie d) pobudzają układ sygnalizacji ostrzegawczej.

### 135.6. Zabezpieczenia bloków prądnica asyacoroaiczoa - transformator o mocy do 250 kV- A

Do tej grupy zabezpieczeń należą:

a) Zabezpieczenie od przetężen wywołanych zwarciami zewnętrznymi - nadmiarowo-prądowe zwłoczne, zainstalowane po stronie górnego napięcia transformatora blokowego.

b) Zabezpieczenie od zwarć międzyfazowych w uzwojeniach prądnicy, transformatora i doprowadzeniach - zabezpieczenie nadmiarowo-prądowe bezzwłoczne, zainstalowane po stronie górnego napięcia transformatora blokowego.

c) Zabezpieczenie od zaniku napięcia w sieci - podnapięciowe bezzwłoczne, dwa przekaźniki podłączone do dwóch różnych napięć międzyprzewodowych.

d) Zabezpieczenie od asymetrii obciążeń reagujące na składową przeciwną prądu (w uzasadnionych przypadkach).

e) Zabezpieczenie od przetężeri w uzwojeniu stojana wywołanych przeciążeniami ruchowymi - nadmiarowo-prądowe zwłoczne.

f) Termometr **ze** wskaźnikiem temperatury maksymalnej dla transformatorów o mocy od 200 kV-A.

Zabezpieczenia omówione w punktach a), b), c), d) pobudzają układ wyłączenia turbozespołu z ruchu oraz układ sygnalizacji awaryjnej, a omówione w punkcie e) pobudzają układ sygnalizacji ostrzegawczej.

### 13.5.7. Zabezpieczenia turbozespołów

Turbozespoły wodne należy wyposażyć w komplet zabezpieczeń mechanicznych zgodnie z wymaganiami dostawcy turbiny, układów regulacji i prądnicy. Do podstawowych zabezpieczeń mechanicznych turbozespołu należą:

a) Zabezpieczenie od skutków nadmiernego wzrostu prędkości obrotowej turbozespołu - powinno być instalowane dla każdego turbozespołu. Zwykle jest ono realizowane w postaci prądnicy tachometrycznej lub układu czujnik (indukcyjny) - koło zębate, pozwalających na pobudzenie układu kontroli nadmiernego wzrostu prędkości obrotowej. W większych jednostkach są instalowane wyłączniki odśrodkowe działające przy nadmiernym wzroście prędkości obrotowej na układy elektryczne i hydrauliczne.
Zabezpieczenie powinno działać na zamknięcie dopływu wody do turbiny, wyłączenie prądnicy, a przy prądnicach synchronicznych wyposażonych w układy odwzbudzenia - także na odwzbudzenie prądnicy.

b) Zabezpieczenie termiczne łożysk turbozespołu - jest stosowane wówczas, gdy wymaga tego wytwórca turbozespołu. Zwykle są tu stosowane regulatory temperatury współpracujące z rezystorami termo-metrycznymi lub stykowe termometry kapilarne. Jeżeli zabezpieczenie jest dwustopniowe, to pierwszy stopień powinien działać na sygnalizację, drugi - na wyłączenie maszyny.

c) Zabezpieczenie od awaryjnego obniżenia ciśnienia w układzie regulacji turbiny. Wysokość ciśnienia jest kontrolowana za pomocą przekaźnika ciśnienia lub manometru stykowego. Zabezpieczenie powinno działać na awaryjne zatrzymanie turbozespołu.

d) Zabezpieczenie od nienormalnego poziomu oleju w zbiorniku zlewnym oleju regulacyjnego. Do kontroli poziomu oleju służy przekaźnik poziomu. Zabezpieczenie powinno działać na sygnalizację ostrzegawczą.

e) Zabezpieczenie od zaniku wody chłodzącej turbozespołu lub wody smarującej łożysko turbiny. Przepływ wody jest kontrolowany przekaźnikami przepływu działającymi na sygnał lub zatrzymanie turbozespołu.

f) Zabezpieczenie od zanieczyszczenia krat na wlocie wody do turbin. Najczęściej jest ono wykonywane z zastosowaniem rezystancyj-nego układu mostkowego porównującego poziom wody przed kratą i za kratą. Zabezpieczenie powinno działać na sygnalizację ostrzegawczą.

Podane przykładowo przy omówieniu poszczególnych zabezpieczeń sposoby ich działania należy korygować w zależności od organizacji obsługi MEW.

Zabezpieczenia urządzeń elektroenergetycznych MEW powinny odpowiadać warunkom technicznym określonym przez obowiązujące *Przepisy budowy urządzeń elektroenergetycznych. Zeszyt 4, Elektro-energetyczna automatyka zabezpieczeniowa* [13.3].

### 135.8. Sygnalizacja zakłóceń w pracy

Zakłócenia w pracy MEW powinny pobudzać układ sygnalizacji akustycznej i optycznej. Układ ten powinien uwzględniać podział sygnałów na ostrzegające o nienormalnej pracy urządzeń i awaryjne - związane z ich wyłączeniem z pracy. Sygnalizacja optyczna powinna wybiórczo sygnalizować działanie zabezpieczeń lub grup zabezpieczeń.

W małych elektrowniach wodnych większej mocy, ze stałym dyżurem, mogą być stosowane układy sygnalizacji optycznej z użyciem światła migowego i ciągłego oraz sygnałów akustycznych - ostrzegawczego i awaryjnego.

W małych elektrowniach wodnych z dyżurem domowym mogą być stosowane prostsze układy optyczno-akustyczne z jednym sygnałem akustycznym. Zbiorczy sygnał optyczno-akustyczny powinien być

przekazywany do mieszkania dyżurnego w celu przywołania do elektrowni. Układ sygnalizacji w elektrowni powinien umożliwiać jednoznaczną identyfikację uszkodzenia.

W małych elektrowniach wodnych z nadzorem okresowo-dorywczym układ sygnalizacji powinien przekazywać do użytkownika informację o samoczynnym wyłączeniu z ruchu turbozespołu a układ sygnalizacji optycznej w elektrowni powinien umożliwiać jednoznaczną identyfikację przyczyny wyłączenia. W mniejszych MEW, z prądnicami o mocy poniżej 100 kV • A, instalowanie dodatkowych układów sygnalizujących zadziałanie zabezpieczeń jest zbędne jeśli będzie ono zasygnalizowane bezpośrednio w układzie zabezpieczejącym.

**13.6. Pomiary**

*Prądnice asynchroniczne* należy wyposażyć w następującą aparaturę pomiarową:
- jeden amperomierz dla prądnic do 40 kW,
- trzy amperomierze dla prądnic powyżej 40 kW o czteroprzewodowym układzie,
- watomierz (w zależności od potrzeby),
- miernik liczby obrotów,
- licznik rozliczeniowy energii czynnej jedno- lub dwutaryfowy,
- licznik rozliczeniowy energii biernej pobieranej.

*Prądnice synchroniczne* należy wyposażyć w następującą aparaturę pomiarową:
- trzy amperomierze,
- woltomierz z przełącznikiem napięć do pomiaru napięć fazowych i międzyprzewodowych,
- amperomierz do pomiaru prądu wzbudzenia,
- woltomierz do pomiaru napięcia wzbudzenia,
- watomierz,
- waromierz,
- częstościomierz,
- miernik liczby obrotów,
- licznik rozliczeniowy energii czynnej jedno- lub dwutaryfowy,
- licznik rozliczeniowy energii biernej oddawanej.

*Rozdzielnice główne* 0,4 kV lub 15 kV (20 kV)- w każdej sekcji należy zainstalować woltomierz z przełącznikiem do pomiaru napięć fazowych i międzyprzewodowych oraz, w razie potrzeby, wspólną dla rozdzielnicy kolumnę synchronizacyjną.

*Rozdzielnice prądu stałego* - w każdej sekcji należy zainstalować woltomierz prądu stałego a na zasilaniu szyn - amperomierz prądu stałego.

*Transformatory potrzeb własnych* - powinny być wyposażone w woltomierz z przełącznikiem do pomiaru napięć fazowych i między-przewodowych oraz w amperomierz.

*linie elektroenergetyczne.* Linię wiążącą MEW z siecią elektroenergetyczną należy wyposażyć w:
- woltomierz z przełącznikiem do pomiaru napięć fazowych i między-przewodowych,
- amperomierz,
- licznik rozliczeniowy energii oddawanej z hamowaniem wstecznym jedno- lub dwutaryfowy,
- licznik rozliczeniowy energii pobieranej z hamowaniem wstecznym jedno- lub dwutaryfowy.

*Uwaga:* Miejsce i rodzaje instalowanych liczników należy uzgodnić z właściwym zakładem energetycznym.

Linie zasilające innych odbiorców energii wyposaża się w amperomierz, licznik rozliczeniowy energii czynnej oraz licznik rozliczeniowy energii biernej.

*Uwaga:* Miejsce i rodzaj instalowanych liczników należy uzgodnić z odbiorcą energii.

Pomiar energii elektrycznej w urządzeniach elektroenergetycznych MEW powinien odpowiadać warunkom technicznym określonym przez obowiązujące *Przepisy budowy urządzeń elektroenergetycznych. Zeszyt 8. Pomiar energii elektrycznej w urządzeniach elektroenergetycznych* [13.3].

*Pomiary wielkości nieelektrycznych turbozespołu* - należy przewidywać zgodnie z wymaganiami producenta. Mogą one obejmować pomiar temperatury: uzwojeń prądnicy, żelaza prądnicy, łożysk oraz pomiar liczby godzin przepracowanych w ruchu.

### 13.7. Ochrona od przepięć oraz instalacje piorunochronne

Zarówno ochrona od przepięć, jak i instalacje piorunochronne muszą odpowiadać wskazówkom podanym w [13.4] oraz przepisom [13.3]. Ochronę od przepięć piorunowych przenoszonych przewodami roboczymi linii należy stosować we wszystkich MEW połączonych bezpośrednio z napowietrzną linią elektroenergetyczną zgodnie ze wskazówkami podanymi w [13.4] przy użyciu odgromników zaworowych, kondensatorów i rezystorów. Ochronę od bezpośrednich uderzeń piorunów zaleca się instalować we wszystkich MEW (ze względu na nieznaczny koszt tych instalacji w stosunku do kosztu urządzeń zainstalowanych w MEW) - zgodnie z PBUE [13.3].

### 13.8. Potrzeby własne elektrowni

Układ potrzeb własnych MEW należy rozwiązać w sposób możliwie najoszczędniejszy. Odbiory potrzeb własnych należy ograniczyć do niezbędnych odbiorów technologicznych warunkujących programową produkcję energii elektrycznej, przeprowadzenie drobnych napraw oraz ewentualnie niezbędne ogrzewanie i wentylację.

W małych elektrowniach wodnych z układami sterowania rozwiązanymi przy użyciu prądu przemiennego - należy potrzeby własne ograniczyć do obwodów prądu przemiennego 380/220 V i 24 V (transformatory bezpieczeństwa).

W małych elektrowniach wodnych z prądnicą na napięcie znamionowe 400 V i rozdzielnicą główną 400 V - odbiory potrzeb własnych należy zasilić bezpośrednio z tej rozdzielnicy.

W małych elektrowniach wodnych z prądnicą na wysokie napięcie (np. 6,3 kV) lub MEW pracującymi w układach blokowych na szyny rozdzielnicy 15 (20) kV - potrzeby własne prądu przemiennego należy zasilić z przewidzianego do tego celu transformatora obniżającego potrzeb własnych.

W małych elektrowniach wodnych z prądnicami synchronicznymi przewidzianymi do współpracy z siecią wydzieloną lub gdzie zachodzi potrzeba uruchomienia czy zatrzymania turbozespołu wodnego przy braku napięcia przemiennego z obcego źródła należy stosować pomocnicze źródło prądu stałego w postaci baterii akumulatorowej. Bateria powinna pracować równolegle z prostownikiem przewidzianym do ładowania buforowego i poawaryjnego. Odbiory potrzeb własnych prądu stałego należy ograniczyć do obwodów sterowania, zabezpieczeń, sygnalizacji, wzbudzenia wstępnego i oświetlenia bezpieczeństwa lub ewakuacyjnego.

**W małych elektrowniach wodnych mniejszych mocy zaleca się stosowanie pojedynczych baterii akumulatorowych (zasadowych lub kwasowych w obudowie zamkniętej) o napięciu znamionowym 24 V. W większych MEW należy stosować baterie akumulatorowe kwasowe w naczyniach szklanych (otwartych) lub plastikowych (zamkniętych) o napięciu 110 lub 220 V prądu stałego. Szafy lub pomieszczenia z bateriami akumulatorowymi powinny mieć wentylację naturalną, zapewniającą wymianę powietrza do dwu wymian na godzinę.**

### 13.9. Ochrona przeciwporażeniowa

#### 13.9.1. Ochrona przeciwporażeniowa w urządzeniach elektroenergetycznych o napięcia do 1 kV

**Obowiązujące przepisy PBUE [13.3] o ochronie przeciwporażeniowej w urządzeniach o napięciu do l kV przewidują następujące rodzaje *ochrony: podstawową, dodatkową, obostrzoną dodatkową.* Zastosowanie właściwej ochrony przeciwporażeniowej zależy:**

**- od największej wartości skutecznej napięcia roboczego względem ziemi w przypadku sieci z uziemionym punktem zerowym;**
**- od największej wartości skutecznej napięcia międzyprzewodowego w przypadku sied bez uziemionego punktu zerowego;**
**- od okoliczności wpływających na zwiększenie niebezpieczeństwa porażenia;**
**- od rodzaju odbiorników.**
**Przy określeniu właściwego rodzaju ochrony przeciwporażeniowej należy posługiwać się tablicami 2 i 3 zawartymi w PBUE, zeszyt 6, [13.3].**

**Do najpospolitszych środków ochrony podstawowej zalicza się: izolację roboczą, osłony, odstępy bezpieczne.**

**Do środków ochrony dodatkowej należą: zerowanie, uziemienie ochronne, sieć ochronna, wyłączniki przeciwporażeniowe, izolacja ochronna, ochronne obniżenie napięcia roboczego, separacja, izolowanie stanowiska.**

**Do środków obostrzonej ochrony dodatkowej należą: wyłączniki przeciwporażeniowe, izolacja ochronna, ochronne obniżenie napięcia roboczego, separacja odbiorników.**

**Rodzaj stosowanego środka ochrony dodatkowej należy uzgodnić z właściwym zakładem energetycznym.**
**W urządzeniach elektroenergetycznych o napięciu 0,4 kV zaleca się zerowanie, zaś dla urządzeń prądu stałego 110 lub 220 V - uziemienie.**

**Ochronie podlegają dostępne metalowe części sprzętu elektrycznego nie przeznaczone do pracy pod napięciem, metalowe konstrukcje wsporcze i metalowe osłony stykające się ze sprzętem elektrycznym itp. elementy instalacji elektrycznych.**

***Zerowanie*** **potęga na połączeniu dostępnych części metalowych urządzeń elektrycznych z uziemionym przewodem zerowym, który jest połączony z bezpośrednio uziemionym punktem zerowym transformatora lub prądnicy zasilające] sieć. Przewód zerowy nie może mieć żadnych przerw na całej swojej długości.**

***Uziemienie ochronne*** **polega na połączeniu dostępnych części metalowych urządzeń elektrycznych z uziomem. W małych elektrowniach wodnych z prądnicami synchronicznymi o napięciu znamionowym 0,4 kV, zasilających sieć czteroprzewodową z systemem zerowania jako ochrony od porażeń, należy zastosować odpowiednie środki ochronne (np. izolowanie stanowiska) przed pojawieniem się niebezpiecznego napięcia dodatkowego na przewodzie zerowym i obudowie maszyny podczas awaryjnego wyłączenia prądnicy i gaszenia pola magnetycznego.**

### 13.9.2. Ochrona przeciwporażeniowa w (rządzeniach elektroenergetycznych o napędu ~~wylggym~~ niż l kV

**Uziemieniu ochronnemu (zgodnie z PBUE, zeszyt 7 [13.3]) podlegają metalowe częśd urządzeń, które mogą się znaleźć pod napięciem wskutek zwarcia doziemnego, uszkodzenia izolacji lub oddziaływania pola elektrycznego i magnetycznego.**

**Z uziemieniem ochronnym nie należy łączyć szyn kolejowych na terenach ogrodzonych stacji elektroenergetycznych oraz metalowych zewnętrznych drzwi nieogrodzonych stacji wnętrzowych. Uziemienie ochronne należy wykonać bezpośrednio (bez zastosowania przerw iskrowych) za pomocą płaskownika stalowego, ocynkowanego, połączonego z uziomem sztucznym i uziomami naturalnymi.**

Przepisy o ochronie przeciwporażeniowej w urządzeniach o napięciu ponad l kV określają najwyższe dopuszczalne wartości napięcia rażeniowego dotykowego i krokowego.

W stacjach 15 (20) kV przy MEW zaleca się łączenie uziemień ochronnych urządzeń powyżej l kV z uziemieniami ochronnymi urządzeń poniżej l kV oraz uziemieniami urządzeń ochrony odgromowej i przepięciowej, pod warunkiem ograniczenia napięć rażenio-wych dotykowych i

krokowych do wartości dopuszczalnych na całym terenie, na którym znajdują się urządzenia sieci o napięciu do l kV. Praktyka wskazuje, że samo wyposażenie instalacji i urządzeń elektrycznych w środki ochrony przeciwporażeniowej wg wymagań obowiązujących przepisów nie eliminuje jeszcze zagrożenia porażenia prądem. Konieczne jest ponadto wykonanie badań i pomiarów pomontażowych i eksploatacyjnych, dzięki którym można ocenić, czy zastosowane środki ochrony są skuteczne.

## 13.10. Uziomy

Najczęściej uziomy dzieli się na *naturalne i sztuczne*. Jako uziomy naturalne w MEW należy wykorzystać w maksymalnym stopniu metalowe rurociągi wodne, metalowe podziemne konstrukcje zbrojenia podziemnej żelbetowej części konstrukcyjnej (po odpowiednim zespawaniu prętów zbrojeniowych), stalowe części wlotów, rurociągów, turbin, rur ssących itp.

Uziomy sztuczne wykonuje się z rur stalowych, prętów, drutów lub taśm ocynkowanych. Rury, kształtowniki i pręty (o długości 2—6 m) wbija się pionowo w grunt i są to tzw. *uziomy pionowe*. Druty i taśmy układa się w gruncie poziomo na głębokości 0,5 — 0,8 m, są to tzw. *uziomy poziome*.
Rezystancja uziemienia zależy od rezystywności gruntu i wymiarów geometrycznych uziomu.
Wymagana wartość rezystancji uziomu wynika z wymagań przepisów ochrony przeciwporażeniowej [13.3] i [13.8J.

**Literatura do rozdziała 13**

13.1. Ciszewski R., Fukzyk K.: *Projektowanie obwodów pomocniczych urządzeń elektroenergetycznych elektrowni i stacji.* Warszawa, WNT 1969.



13.2. Hoffmann M.: *Aspekty prawm-organizacyjne budowy i eksploatacji małych elektrowni wodnych oraz ich podstawowe i pomocnicze wyposażenie mechaniczno-elek-tryczne* (maszynopis 1986).

13.3. Instytut Energetyki: *Przepisy budowy urządzeń elektroenergetycznych.* Wyć. II. Warszawa, WEMA 1988.

13.4. Instytut Energetyki, Ośrodek Normalizacji: *Wskazówki ochrony MEW od przepięć piorunowych.* Warszawa, Ministerstwo Górnictwa i Energetyki 1983.

13.5. Myślicki A.: *Zasady doboru przyrządów rozdzielczych.* Warszawa, PWN 1954.

13.6. Skoczyński Z., Nowacki P.: *Zwarcia w wysokonapięciowych uktadach energoelek-trycznych.* Warszawa, PWT 1954.

13.7. Wołkowiński K.: *Instalacje elektroenergetyczne.* Warszawa, WNT 1972.

13.8. Wolkowiński K.: *Uziemienia w urządzeniach elektroenergetycznych.* Warszawa, WNT 1967.

13.9. Żydanowicz **J.:** *Elektroenergetyczna automatyka zabezpieczeniowa.* Warszawa, WNT 1979.

**Literatura uzupełniająca**

Dziedzio J., Milkiewicz F. i inni: *Wytyczne automatyki małych elektrowni wodnych.* Politechnika Gdańska, Gdańsk 1984. Energoprojekt Warszawa 1989.

# 14

# Automatyzacja turbozespołów

## 14.1. Procesy ruchowe

### 14.1.1. Procesy ruchowe w MEW wyposażonych w jeden turbozespół

Procesy ruchowe w MEW wyposażonych w jeden turbozespół można podzielić na cztery podstawowe grupy:
A. Procesy związane z uruchomieniem turbozespołu, do których zalicza się:
Al. Procesy pomocnicze poprzedzające uruchomienie turbozespołu z postoju ruchowego. (Rozróżnia się postoje turbozespołu:
ruchowe, awaryjne, remontowe). W zależności od konstrukcji turbozespołu i rodzaju jego wyposażenia można wyróżnić następujące procesy pomocnicze:
Ala - uruchomienie olejowych układów zasilających urządzenia sterujące
Alb - uruchomienie układu smarowania łożysk, Ale - zwolnienie hamulców turbozespołu
A2. Proces rozruchu turbozespołu kończący się doprowadzeniem prędkości kątowej turbozespołu do wartości bliskiej synchronicznej;
A3. Proces synchronizacji prądnicy (ma miejsce tylko przy prądnicach synchronicznych);
A4. Proces załączenia prądnicy do sieci.
B. Procesy związane z obciążeniem turbozespołu mocą czynną:
Bl. Otwarcie aparatu kierowniczego lub łopatek wirnika turbiny do wartości, przy której turbozespół wytworzy zadaną moc czynną.

C. Procesy związane z obciążeniem turbozespołu mocą bierną (procesy te występują wyłącznie w prądnicach synchronicznych):
Cl. Nastawienie odpowiedniego prądu wzbudzenia prądnicy.

D. Procesy związane z zatrzymaniem turbozespołu:
Dl. Proces zdejmowania z turbozespołu mocy czynnej polegający na zmniejszaniu natężenia przepływu wody przez turbinę do natężenia przepływu biegu luzem;
D2. Proces zdejmowania z turbozespołu mocy biernej polegający na zmniejszaniu prądu wzbudzenia prądnicy do wartości odpowiadającej napięciu znamionowemu przy biegu luzem. (Ma to miejsce tylko przy prądnicach synchronicznych);
D3. Wyłączenie wyłącznika głównego prądnicy a przy prądnicach synchronicznych na napięcie znamionowe powyżej l kV przy zadziałaniu zabezpieczeń elektrycznych - wyłączenie również wyłączników wzbudzenia;
D4. Zmniejszenie do zera przepływu wody przez turbinę (zamknięcie aparatu kierowniczego lub łopatek kierowniczych, lub łopatek wirnika i ewentualnie zaworu motylowego);
D5. Zahamowanie turbozespołu i zablokowanie aparatu kierowniczego - procesy te występują tylko w niektórych turbozespołach. Rozróżnia się zatrzymanie normalne turbozespołu i zatrzymanie awaryjne (spowodowane zadziałaniem zabezpieczeń). Proces zatrzymania normalnego przebiega w kolejności Dl do D5. Przy zatrzymaniu awaryjnym, procesy Dl i D2 są pomijane.

### 14.1.2. Procesy ruchowe w MEW wyposażonych w więcej niż jeden turbozespół

W tym przypadku poza procesami (A — D) opisanymi w p. 14.1.1. występują dodatkowo:

E. Proces wyboru turbozespołu, który ma być uruchomiony lub zatrzymany;
F. Proces rozdziału obciążeń czynnych między pracującymi turbozespołami.

**14.2. Układy automatyki**

**1. Układ sterowania zamknięć wlotowych wody do turbiny** (USZ). Jako zamknięcia wlotowe wody do turbiny mogą być stosowane zawory motylowe lub zasuwy. Zadaniem układu USZ jest zapewnienie automatycznego i ręcznego otwierania i zamykania tych urządzeń w procesie uruchamiania i zatrzymywania turbozespołów. Ponadto układ USZ powinien zapewnić samoczynne zamknięcie zaworu motylowego lub zasuwy (ciężarowe, hydrauliczne) w przypadku działania zabezpieczeń na odstawienie turbozespołów. Układ USZ powinien być stosowany wówczas, gdy wymaga tego instrukcja eksploatacji turbozespołu.

**2. Układ sterowania aparatu kierowniczego turbiny** (USK). Zadaniem USK jest zapewnienie automatycznego i ręcznego otwierania i zamykania aparatu kierowniczego turbiny we wszystkich procesach ruchowych (A—B, D oraz E i F). W układzie USK mogą być zastosowane siłowniki hydrauliczne lub elektryczne.

**3. Układ sterowania łopatek wirnika turbiny** (USW). Wykonanie i zadanie układu USW jest podobne jak układu USK, lecz dotyczy sterowania łopatek wirnika turbiny.

**4. Automatyczny regulator prędkości kątowej turbiny (ART).** Zadaniem regulatora prędkości kątowej jest zapewnienie:
- utrzymania wymaganej częstotliwości turbozespołu przy biegu jałowym i w procesie synchronizacji prądnicy synchronicznej,
- płynnej zmiany obciążenia turbozespołu mocą czynną,
- stabilnej pracy turbozespołu we wszystkich stanach ruchowych, w tym i przy pracy prądnicy synchronicznej na sieć wydzieloną.

**5. Układ automatycznej regulacji napięcia prądnicy synchronicznej.** Układ ten powinien zapewnić regulację napięcia prądnicy pracującej przy biegu jałowym, w procesie synchronizacji oraz regulację napięcia i mocy biernej przy pracy na sieć wydzieloną lub przy współpracy z innymi prądnicami lub z siecią elektroenergetyczną. Regulator napięcia powinien być wyposażony w ograniczniki regulacji (minimalnego i maksymalnego prądu wzbudzenia) zapewniające bezpieczną pracę prądnicy w całym zakresie zmian jej obciążeń.

**6. Automatyczny synchronizator prądnicy synchronicznej (ASG). Zadaniem ASG jest:**
- doprowadzenie częstotliwości (za pomocą układów USK, USW lub ART) i napięcia prądnicy (za pomocą ARN) do takich wartości, jakie mają częstotliwość i napięcie prądnicy lub sieci elektroenergetycznej, do której następuje synchronizacja,
- załączenie prądnicy do współpracy z drugą prądnicą lub siecią elektroenergetyczną.

**7. Układ automatycznego sterowania procesami rozruchowymi turbozespołu (USR).** Zadaniem tego układu jest automatyczne zbieranie informacji o stanie procesu rozruchu i na podstawie tych informacji generowanie krok po kroku, według przyjętego algorytmu, impulsów sterujących do układów USZ, USK, USW, ART, ARN, ASG, realizujących poszczególne operacje rozruchowe od A do C (między innymi zależne od typu prądnicy). Układ USR może być wykonany w technice przekaźnikowej, półprzewodnikowo-bezstykowej bądź z zastosowaniem mikroprocesorów.

**8. Układ automatycznego sterowania procesami odstawiania turbozespołu (USO).** Wykonanie i zadania układu USO są podobne jak układu USR, lecz dotyczą procesów odstawiania turbozespołu.

**9. Układ automatycznej regulacji poziomu wody (ARP).** Zadaniem układu ARP jest automatyczne sterowanie obciążeniem turbozespołów w MEW zapewniające utrzymanie poziomu wody górnej lub wody dolnej na zadanej wartości.

**10. Autooperator (AOP).** Jest stosowany przy więcej niż jednym turbozespole w MEW a realizuje następujące czynności: automatyczny wybór momentu czasowego i turbozespołu, który ma być uruchomiony (zatrzymany), automatyczny rozdział mocy czynnej obciążenia i ewentualnie mocy biernej obciążenia między pracujące turbozespoły.

**11. Układ sygnalizacji zanieczyszczenia krat na wlocie wody do turbin(y) (UZK).**

**12. Układ zabezpieczeń turbozespołu (ZĄB)** - patrz rozdz. 13)

**13. Układ programujący pracę szczytową MEW (UPP)** - współpracuje z zegarem przełączającym taryfę opłat licznikowych za energię, wysyła impulsy do układów USR i USO (na uruchomienie i na zatrzymanie turbozespołu). Jest wyposażony w podukład blokujący uruchomienie i inicjujący zatrzymanie MEW w przypadku, gdy poziom wody w zbiorniku jest za niski.

Zakłada się, że wszystkie omówione wyżej układy są automatyczne, w pełni wyposażone w elementy pomiarowe i pomocnicze (czujniki, przetworniki, wyłączniki krańcowe, przełączniki itp.) stacyjki sterowania (automatyczne-ręczne, zdalne-miejscowe), urządzenia wykonawcze (przekaźniki, styczniki, silniki, siłowniki, rozdzielacze itp.), zasilacze (elektryczne, hydrauliczne) oraz, że są przystosowane do bezpośredniego zasilania z sieci potrzeb własnych elektrowni.

### 14.3. Zakres i stopień automatyzacji procesów rozruchowych

Zakres automatyzacji określa procesy objęte automatyzacją. Może więc być zakres automatyzacji ograniczający się wyłącznie do automatyzacji któregoś z ww procesów (Ąl do A4, B, C, Dl do D5, E, F) lub do automatyzacji kilku z nich, lub do automatyzacji wszystkich. Rozróżnia się przy tym tzw. *niezbędny technicznie zakres automatyzacji oraz* tzw. *uzasadniony zakres automatyzacji.* Ten ostatni jest zawsze nie wyższy niż niezbędny technicznie zakres automatyzacji. Zarówno niezbędny technicznie, jak i uzasadniony zakres automatyzacji zależą głównie od następujących czynników: a) funkcji **MEW,** b) rodzaju obsługi MEW, ponadto ma na niego wpływ liczba hydrozespołów w MEW oraz rodzaj turbin i prądnic.

a. Funkcje MEW - wyróżnić można następujące funkcje MEW:
a l - MEW może pracować wyłącznie przy współpracy z lokalną siecią elektroenergetyczną, przy czym rozliczenia energii z siecią odbywają się według taryfy niezależnej od pory doby - MEW pracuje przepływowo;

a2 -jak a l, lecz rozliczenia energii z siecią elektroenergetyczną odbywają się według taryfy uzależniającej cenę energii od pory doby - MEW może pracować szczytowo;

a3 - jak al, lecz MEW pełni dodatkowo rolę rezerwowego źródła zasilania na okoliczność wypadnięcia z ruchu zasilania lokalnej sieci z systemu elektroenergetycznego;

a4 -jak a2, lecz podobnie jak w a3 - MEW pełni dodatkowo rolę rezerwowego źródła zasilania;
a5 - MEW pracuje wyłącznie na sieć wydzieloną.
Mała elektrownia wodna może pełnić funkcję a2 lub a4 tylko wówczas, gdy będzie miała zbiornik o dostatecznie dużej pojemności wody (jest to warunek konieczny).
Funkcje al i a2 mogą pełnić MEW wyposażone zarówno w prądnice synchroniczne, jak i asynchroniczne - oczywiście nie ma potrzeby stosować w tym przypadku droższych prądnic synchronicznych jeśli tylko energetyka nie stawia takiego wymagania. Funkcje a3, a4 i a5 mogą zaś być pełnione wyłącznie przy istnieniu w MEW prądnic synchronicznych.

b. Rodzaje obsługi MEW - rozróżnia się MEW z następującą obsługą:
bl - **MEW z** tzw. dyżurem domowym (obsługa mieszka w pobliżu **MEW** i jest przywoływana w razie potrzeby przez układ sygnalizacji);

b2 - MEW z tzw. nadzorem okresowym (obsługa nie może być przywołana, pojawia się okresowo w celu dokonania niezbędnych zabiegów ruchowych);

b3 - MEW ze stałą obsługą.

Przy tym samym zakresie automatyzacji może być różny stopień automatyzacji. Rozróżnia się zasadniczo następujące stopnie automatyzacji:

1) MEW niezautomatyzowane - są to MEW wyłącznie z ręcznym sterowaniem procesów A do F w warunkach pracy normalnej i z automatycznym wyłączaniem turbiny i prądnicy (procesy D3 do D5) w warunkach awaryjnych (przy zadziałaniu zabezpieczeń hydrozespołu);
2) **MEW** półautomatyczne - są to **MEW,** w których poza zautomatyzowaniem procesów jak w l) są także zautomatyzowane niektóre z procesów A do F;

3) MEW automatyczne - są to MEW, w których zautomatyzowane są wszystkie procesy A do F wymienione w p. 14.1.

W tablicy 14.1 podano niezbędny technicznie zakres automatyzacji dla różnych MEW oraz niezbędne do tego układy automatyki (numerami od l —13 oznaczono układy automatyki omówione w p. 14.2).

**Tablica 14.1. Niezbędny technicznie zakres automatyzacji MEW**

| \ Czynniki wpły- \ kres automa- \ tyzacji | Funkcje MEW | | | | | | | | | | | | | | | Uwagi |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | Współpraca z lokalną siecią elektro energetyczną (prądnice asynchro- niczne)do250kV-A | | | | | | Współpraca z lokalną siecią elektro energetyczną lub praca na sieć wy dzieloną (prądnice synchroniczne) | | | | | | Praca na sieć wydzieloną (prądnice syn chroniczne) | | | |
| | a | | | ^ | | | ^ | | | ^ | | | ^ | | | |
| | przepływowa | | | szczytowa | | | przepływowa | | | szczytowa | | | | | | |
| | bl | b2 | b3 | bl | b2 | b3 | bl | b2 | b3 | bl | b2 | b3 | bl | b2 | b3 | |
| Procesy \ ruchowe \ | Dyżu domo | Nadz okres | (Miga stah | Dyżu domo | Nadz okres | Obsł stała | Dyżu dom | Nadzó okres | Obih stalą | Dyżur domo | Nadz okres | Obfh itata | Dyżu domo | Nadzó okres | Obihi stalą | |
| l | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 | 13 | 14 | 15 | 16 | 17 |
| Procesy uruchomie nia turbozespotu: - rozruch turbo zespotu - synchronizacja prądnicy — załączenie Procesy obciążenia turbozespołu mocą czynną | | 7 1,2,3, 7 2,3,9 | | | 7 1,2,3, 7 2,3,13 | | | 7 1,2,3, 7 4,9 | 4 | 4 | 7 1,2,3, 7 4,13 | 4 | 4 | 7 1,2,3, 7 4 | 4 | Prądnice syn chroniczne na napięcie > l kV powinny mieć wyłącznik wzbudzenia wyłączany automatycznie przez zabezpie czenie elektr. |
| Procesy obciążania turbozespotu mocą bierną Procesy zatrzymania turbozespołu: - zdejmowanie obcią żenia czynnego - zdejmowanie mocy biernej | | | | | | | | 5 8*> 8*> | | | 5 8*' 8*> | | 5 | 5 8*> 8*' | | |
| - wyłączenie wy łącznika prądnicy - zamknięcie dopły wu wody do tur biny - zahamowanie tur bozespołu (o ile występuje) | 8,12 l, 2, 3, 8,12 8 | | | | | | 8,12 1, 2, 3, 8,12 8 | | | | | | 8,12 1, 2, 3, 8,12 8 | | | |
| Wybór turbozespołu do uruchomienia (zatrzymania) Rozdział obciążenia | | 10**' | | | 10**' | | | 10**' | | | io**> | | 10**) | | | ^ konieczne dy, gdy wynug* tego MEW z więcej |

| | | | | | | | | | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| czynnego między turbozespołami | | 10**) | | | 10**> | | | 10**) | | | 10**) | | 10**) | jednym torbo-aapolcm |

### 14.4. Wybór zakresu; stopnia oraz rozwiązań technicznych automatyzacji

Każda MEW powinna być bezwzględnie zautomatyzowana w zakresie niezbędnym technicznie, podanym w tabl. 14.1 (jest to jednocześnie minimalny dopuszczalny zakres automatyzacji). Wymagają tego względy bezpieczeństwa pracy MEW oraz warunki eksploatacji narzucone tym elektrowniom. Dla MEW bezobsługowych, z nadzorem okresowym, minimalny dopuszczalny zakres automatyzacji jest jednocześnie zakresem maksymalnym (maksymalnie możliwym). Natomiast dla MEW z obsługą stałą lub z dyżurem domowym, współpracujących z lokalną siecią elektroenergetyczną, niezbędny technicznie minimalny zakres automatyzacji sprowadza się wyłącznie do automatyzacji procesów zatrzymania (odstawienia) turbozespołu w przypadku zadziałania zabezpieczeń. W elektrowniach tych można oczywiście zastosować także i szerszy zakres automatyzacji (nawet zakres maksymalny). O wyborze zakresu automatyzacji MEW szerszego niż niezbędny technicznie decyduje już wyłącznie jej właściciel. Może on w tym celu posługiwać się różnymi kryteriami, jak np. kryterium wygody lub kryterium opłacalności ekonomicznej. W tym ostatnim przypadku każde zwiększenie zakresu automatyzacji ponad minimalny będzie uzasadnione tylko wtedy, gdy spowoduje ono zwiększenie zysku przynoszonego przez MEW. Należy tutaj zwrócić uwagę na fakt, iż wybór ekonomicznie uzasadnionego zakresu automatyzacji MEW wiąże się ściśle z wyborem jej urządzeń podstawowych (turbina, prądnica), dlatego dla nowo budowanych MEW, wybór zakresu automatyzacji powinien być połączony z wyborem urządzeń podstawowych. Wraz z wyborem zakresu automatyzacji należy wybrać rozwiązanie techniczne układów automatyki.

Stosowane mogą być trzy podstawowe rodzaje rozwiązań technicznych automatyzacji **MEW:**
- układy przekaźnikowe,
- układy bezstykowe,
- układy mikroprocesorowe.

Najprostsze i najtańsze są układy przekaźnikowe. Wadą tych układów jest dość znaczna ich zawodność, spowodowana głównie zabrudzeniami, korozją i odkształceniami styków.

Układy bezstykowe, sztywno i elastycznie programowane, wykonane z elementów scalonych w technologii TTL, są pewne i niezawodne w działaniu, lecz znacznie droższe od układów przekaźnikowych.

Układy mikroprocesorowe cechuje duża uniwersalność doboru struktur i duża liczba realizowanych funkcji. Są one pewne ruchowo, koszt ich jest porównywalny z układami bezstykowymi z elastycznym programowaniem.

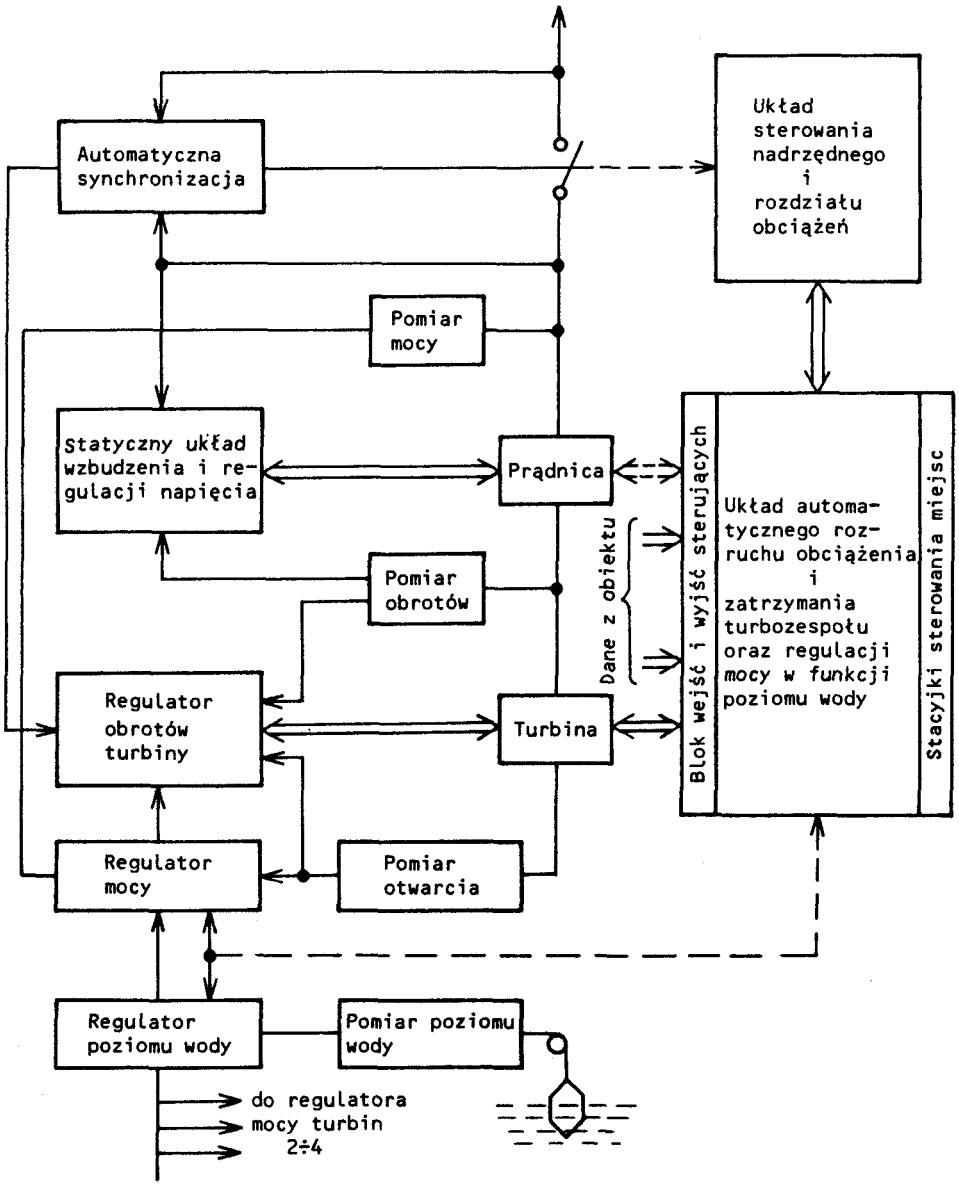
Układy przekaźnikowe będzie na ogół opłacało się stosować ^najmniejszych elektrowniach z pojedynczymi turbozespołami i z prądnicami asynchronicznymi. Układy mikroprocesorowe i układy bezstykowe przewidziane są dla elektrowni większej mocy i z większą liczbą turbozespołów z prądnicami synchronicznymi. Cala sieć pomiarowa i urządzenia wykonawcze, przystosowane do realizacji projektu automatyzacji MEW, powinny być dostarczane i instalowane wraz z turbozespołami.

### 14.5. Przykładowe rozwiązania układu automatyzacji

Na rysunku 14.1. przedstawiono schemat blokowy układu automatycznego sterowania i regulacji mocy w funkcji poziomu wody elektrowni z prądnicami synchronicznymi. W elektrowni może być zainstalowany jeden lub więcej turbozespołów. Wspólny dla całej elektrowni jest układ rozdziału obciążeń (stosowany dla dwóch i więcej turbozespołów) oraz układ pomiarowy poziomu wody i regulator poziomu wody. Każdy z turbozespołów jest przystosowany do automatycznego uruchamiania i odstawiania. Układ automatycznego sterowania może być wykonany w technice przekaźnikowej, bezstykowej lub z zastosowaniem mikroprocesorów. Rozruch i odstawienie turbozespołów odbywa się automatycznie. Sygnał startu lub odstawienia może być

inicjowany ze stacyjek lokalnych lub z nadrzędnego układu sterowania. O wyborze rodzaju sterowania - „Lokalne lub Zdalne" - decyduje obsługa elektrowni.

Dla elektrowni z prądnicami asynchronicznymi przedstawiony na rys. 14.1 schemat znacznie się upraszcza. Nie ma bowiem potrzeby stosowania statycznego układu wzbudzenia, automatycznego synchronizatora, a w miejsce regulatora prędkości kątowej jest stosowany znacznie prostszy nastawnik otwarcia aparatu kierowniczego turbiny.




Rys. 14.1. Schemat blokowy okładu automatycznego sterowania i regulacji mocy w funkcji poziomu wody MEW z prądnicami synchronicznymi

Regulacja mocy, podział obciążeń i zdalne sterowanie może się odbywać podobnie jak w elektrowni z prądnicami synchronicznymi.

Dla MEW z turbinami Banki, rurowymi i Francisa oraz z prądnicami asynchronicznymi można stosować regulatory RTBA, RTRA, RTFA (opracowane w Instytucie Energetyki - Oddział Gdańsk), które są dostarczane z elementami pomiarowymi i stacyjkami sterowania. Regulatory te zawierają układ regulacji mocy w funkcji poziomu wody oraz układ automatyki przekaźnikowego sterowania. Zapewniają one automatyczne uruchamianie, załączanie i regulację obciążenia turbozespołu. W przypadku zaniku napięcia w sieci lub znacznego obniżenia się poziomu wody następuje samoczynne

wyłączenie i zatrzymanie turbozespołu. Po powrocie napięcia sieci lub po wzroście poziomu wody (przy obecności napięcia) turbozespół zostaje samoczynnie uruchomiony i obciążony. Małe elektrownie wodne z wymienionymi regulatorami pracują automatycznie z dyżurem domowym (Osowo Lęborskie).

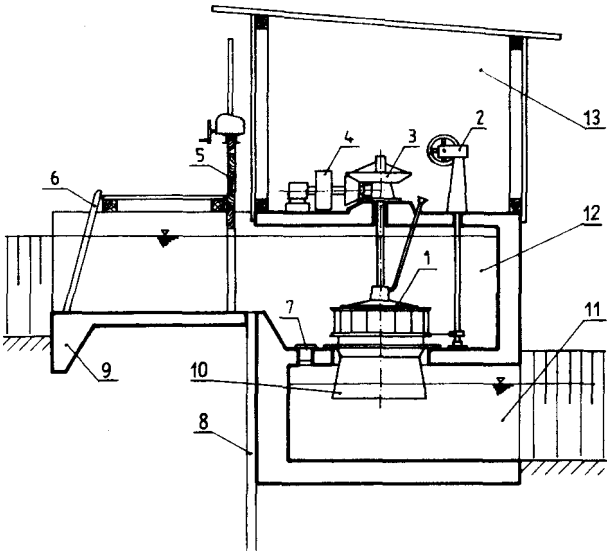
# 15

# Technologiczne rozwiązania małych elektrowni wodnych

Technologiczne rozwiązania małych elektrowni wodnych zależą w głównej mierze od sposobu doprowadzenia wody (kanałem otwartym lub przewodem ciśnieniowym) oraz od typu zastosowanego turbozespołu. Zwłaszcza ten drugi czynnik powoduje dużą różnorodność rozwiązań. Istnieje bowiem wiele typów turbozespołów małej mocy stosowanych w elektrowniach wodnych. W dalszym ciągu przedstawiono większość ze spotykanych przypadków poczynając od rozwiązań najstarszych.

## 15.1. Rozwiązania tradycyjne z turbinami Francisa

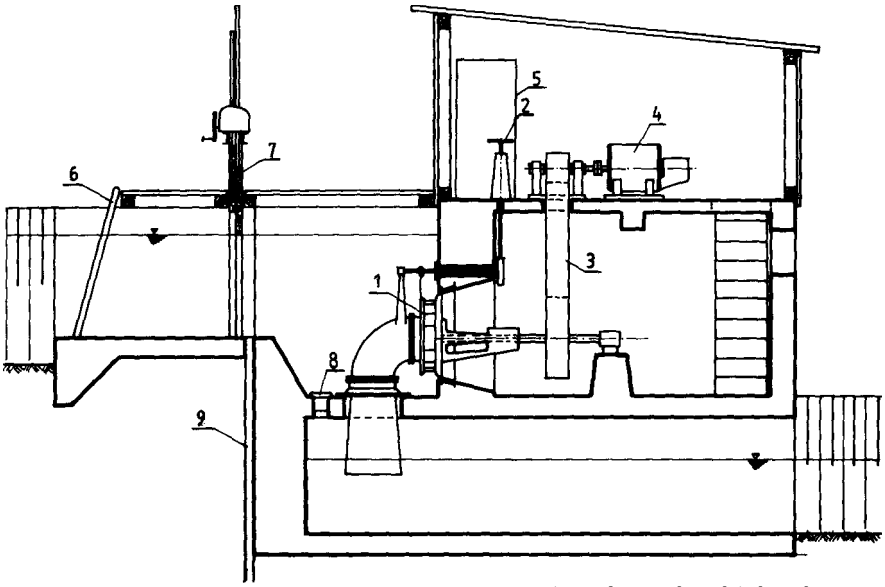
Najstarszym typem turbiny, który znalazł powszechne zastosowanie była turbina Francisa o osi pionowej, a później także poziomej, pracująca w otwartej prostokątnej komorze turbinowej. Obecnie ten typ turbiny ustąpił już miejsca lepszym konstrukcjom, należy mu jednak pośw ięcić nieco miejsca ze względu na to, że niemal we wszystkich istniejących w Polsce siłowniach młyńskich i elektrowniach stosowano właśnie to rozwiązanie. Korzystano w tym przypadku z maszyn firmy Kryzel i Wojakowski z Radomska, o mocy do 100 kW oraz maszyn różnych producentów niemieckich. Brak seryjnej i taniej krajowej produkcji bardziej nowoczesnego oprzyrządowania spowodował, że większość uruchomionych w Polsce w latach osiemdziesiątych małych elektrowni wodnych należy właśnie do omawianego typu.
Budynki MEW z turbinami Francisa produkowanymi w Radomsku przedstawiono na rys. 15.1 i 15.2. Na wlocie do komór znajdują się zastawki remontowo-awaryjne oraz kraty czyszczone ręcznie. Dno komory zwykle oddziela się od dna rzeki lub kanału niewielkim progiem przeciwrumowiskowym w celu ochrony turbiny przed napływem gruntu z dna kanału.




**Rys.** 15.1. Budynek elektrowni z pionową turbiną Francisa (Kryzel-Wojakowski). *l* - turbina, *2* - regulator ręczny, 3 - przekładnia zębata, *4* - przekładnia pasowa, 5 - zamknięcie awaryjno-remontowe, 6 - kraty wlotowe, 7 - spust wody z komory turbinowej, 8 - ścianka szczelna, 9 - próg przeciwrumowiskowy, *10* - stożkowa rura ssąca, *11* - komora odpływowa, *12* - komora turbiny, *13* - hala maszyn

*Turbina* pionowa jest umieszczona nad otworem w dnie komory i przytwierdzona do kilku lub kilkunastu śrub kotwiących zabetonowanych w dnie. Krótka stożkowa rura ssąca przechodzi do komory odpływowej. W przypadku posadowienia budynku na palach komora odpływowa może zostać ograniczona do ściany oporowej (najlepiej szczelnej ścianki wbijanej) od strony doprowadzenia wody i od strony budynku elektrowni oraz do płyty (ewentualnie blatu drewnianego) chroniącej dno pod rurą ssącą przed rozmyciem. Taki rodzaj konstrukcji stosowano zwykle w celu uniknięcia prac betoniarskich lub murarskich poniżej zwierciadła wody gruntowej, gdy grunt był bardzo nawodniony. Wał turbiny przechodzi przez pokrywę, w której znajduje się łożysko prowadzące i przez strop do hali maszyn. W hali tej jest umieszczona kątowa przekładnia, zwykle o zębach drewnianych, zawierająca także łożysko oporowe turbiny. Na wale poziomym, za przekładnią, znajduje się jeszcze koło pasowe, skąd napęd może być przekazany do generatora.

W przypadku *turbiny poziomej* (rys.15.2) wał przechodzi przez ścianę komory, w której zabetonowana jest tarcza stojana turbiny. Za ścianą komory znajduje się koło pasowe. Ponieważ turbiny o osi poziomej stosowano zwykle przy mniejszym przełyku i większych obrotach niż turbiny pionowe, często zdarzało się, że wystarczała przekładnia jednostopniowa aby napęd z koła pasowego przy turbinie mógł być przeniesiony bezpośrednio do generatora. W wyrobach innych producentów stosowano często układ odwrócony, w którym rura ssąca wychodzi przez ścianę poza komorę turbinową obejmując w początkowym odcinku wał turbiny i odginając się w dół przed kołem pasowym.



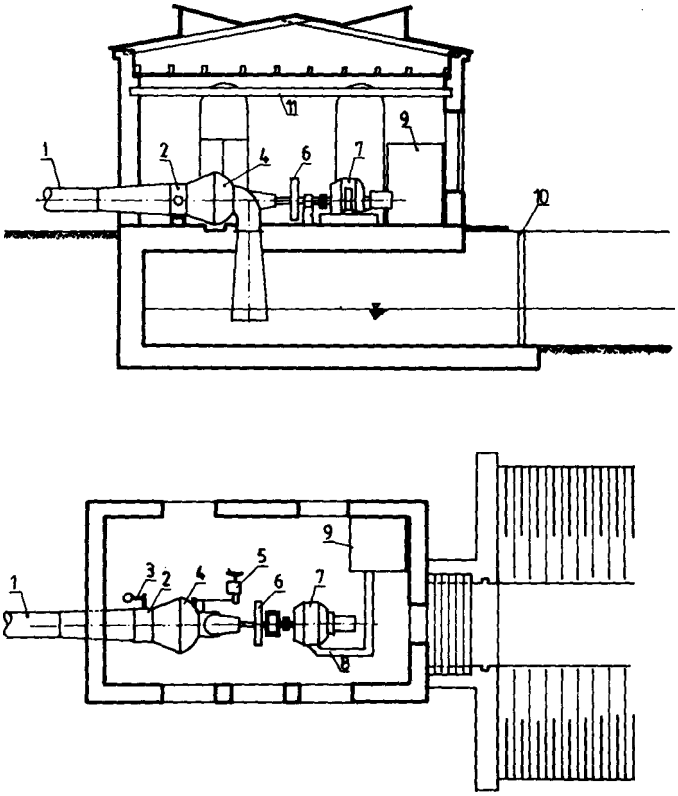

Rys. 15.2. Mała elektrownia wodna z poziomą turbiną Francisa (Kryzel i Wojakowski). *1* - turbina, *2* - regulator ręczny, *3* - przekładnia pasowa, *4* - generator, 5 - szafa sterowniczo-rozdzielcza, 6 - kraty wlotowe, 7 - zamknięcie awaryjno-remontowe, *8* - spust wody z komory turbinowej, 9 - ścianka szczelna

We wszystkich omówionych rozwiązaniach nie ma potrzeby stosowania szybkoopadającego zamknięcia awaryjnego, wystarczy zamknięcie ciężarowe - zamyka łopatki kierownicy wówczas gdy wystąpi zagrożenie rozbiegiem turbiny.

Jeżeli elektrownia ma pracować na sieć wydzieloną, to często niezbędne jest dołączenie do generatora koła zamachowego. Ponieważ stare siłownie z turbinami Francisa podlegają różnym modernizacjom, należy pamiętać o następujących czynnościach. Przede wszystkim należy zbadać stan techniczny budynku. Konstrukcje drewniane lub z cegły po kilkudziesięciu latach użytkowania nadają się, prawie bez wyjątku, do wyburzenia już na podstawie pobieżnych oględzin. W przypadku komór betonowych, zwłaszcza zbrojonych, istnieje duża szansa napotkania obiektu w dobrym stanie - jednak i tu opinia inżyniera budowlanego, najlepiej hydrotechnika, jest niezbędna. W przypadku pozytywnego wyniku pozostaje do rozważenia zagadnienie wyboru typu i przełyku turbozespołu. Należy tu stwierdzić, że w starych budynkach praktycznie nie można stosować popularnych ostatnio turbin rurowych. Nowe turbozespoły muszą swym układem i wielkością naśladować stare. W przeciwnym bowiem razie grozi w praktyce rozbiórka modernizowanego obiektu. Pewne możliwości daje też stosowanie układów zblokowanych opisanych w punkcie 15.6, które często można zainstalować w starych obiektach nawet w zupełnie nowych miejscach bez potrzeby wielkich przeróbek budowlanych.

Jeżeli chodzi o dobór przełyku należy podkreślić, że większość siłowni budowanych w XIX w. i na początku XX w. nie wykorzystywała przepływu rzek w takim stopniu, jak się to praktykuje we współczesnych elektrowniach. Dla inwestorów istotna była tylko ta część przepływu, która występowała z dużą gwarancją. Często przełyk instalowany był ograniczony znikomym zapotrzebowaniem na moc zakładu, który z wody korzystał. Stąd też spotyka się często komory turbinowe zbyt małe w stosunku do możliwości hydrologicznych rzeki. Wynika stąd potrzeba zwiększenia przełyku. Proste zwiększenie rozmiarów nowo instalowanej turbiny nie zawsze jest celowe, istnieje bowiem wyraźny związek między szerokością komory a wielkością turbiny, którą można w niej umieścić. Nieznaczną poprawę sprawności można uzyskać przez odpowiednie ukształtowanie ścian komory tworząc tzw. *półspiralę*. Wymiary komór podano w punkcie 7.9.

Często w praktyce zastępuje się starą turbinę Francisa nową turbiną Kaplana, która przy tej samej średnicy ma przełyk o ok. 25% większy. Należy się jednak liczyć z tym, że rura ssąca turbiny Kaplana jest dłuższa i wymaga ścisłego zachowania projektowanego kształtu, co - zwłaszcza w przypadku betonowych rur zakrzywionych - wymagałoby niedopuszczalnej ingerencji w fundamenty starego obiektu. Wykonanie turbiny Kaplana na niewłaściwej rurze prowadzi do odczuwalnego ograniczenia mocy nowej turbiny. Trzecim wyjściem jest zainstalowanie dodatkowego turbozespołu.




Rys. 15.3. Tradycyjne rozwiązanie z turbiną Francisa dla spadów średnich (ZSRR - lata trzydzieste), *l* - rurociąg doprowadzający, 2 - zawór motylowy, 3 - ciężarowe zamknięcie zaworu,4 - turbina Francisa w obudowie kotłowej, 5 - regulator turbiny, 6 - koło zamachowe, 7 -prądnica, *8* - kanał kablowy, 9- szafa sterowniczo-rozdzielcza, *l O* - wnęki zamknięcia remontowego komory odpływowej, *11* - wciągnik montażowy

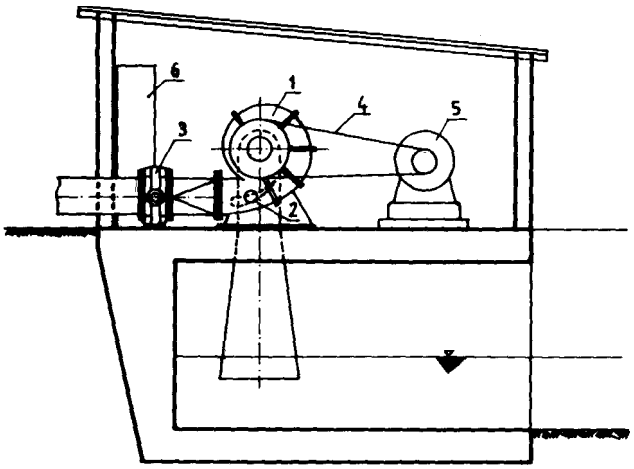
W przypadku obiektów o spadzie rzędu 4 —8 m niekiedy doprowadzano wodę do elektrowni korytem otwartym na estakadzie z pali. Pozostałe elementy elektrowni były bez zmian.

Przy większych spadach niezbędne było doprowadzenie wody rurociągiem. W tym przypadku turbina, zwykle o osi poziomej, pracowała albo w spirali (rys. 8.13b), albo też w znacznie prostszym do wykonania nitowanym kotle (rys. 8.13c), stanowiącym ostatni rozszerzony odcinek rurociągu. Za wlotem do budynku umieszczono zawór (zwykle klapę motylową) aby nie obciążać aparatu wlotowego i spirali (lub kotła) siłami pochodzącymi od uderzenia hydraulicznego. Uderzenie to występuje przy gwałtownym zamknięciu dopływu wody, np. w celu ochrony turbiny przed rozbiegiem. Przykład takiego tradycyjnego obiektu z obszerną i kosztowną częścią budowlaną pokazano na rys. 15.3. Jest to rozwiązanie typowe stosowane w latach dwudziestych dla turbozespołów o spadzie 15 —25 m i mocy 75 - 250 kW.

## 15.2. Rozwiązania współczesne z turbinami Francisa

Od wielu już lat zastosowanie turbin Francisa ogranicza się do spadów rzędu 10 m i wyższych. W przypadku spadów mniejszych turbinę tę zastąpiono doskonalszą turbiną Kaplana. Natomiast przy spadach powyżej 10 m przeważa zaleta turbiny Francisa, mianowicie jest ona odporna na kawitację, dzięki czemu nie ma potrzeby głębokiego posadowienia wirnika (kłopotliwego **ze** względów budowlanych).

Typowe rozwiązanie małej elektrowni z turbozespołem Francisa przedstawiono na rys. 15.4. Jest to urządzenie z wytwórni ĆKD Blansko o średnicy wirnika 500 — 1000 mm, spadach 5—35 m, przełykach 0,4 — 5 *m^/s,* mocach 15 — 140 kW. Przed wlotem do turbiny znajduje się szybkodziałające zamknięcie awaryjne (klapa motylowa). Przedstawiony turbozespół nie ma kierownicy z ruchomymi łopatkami jak to się spotyka w większych urządzeniach. Sterowanie przepływem odbywa się tu za pomocą oprofilowanej klapy, umieszczonej na początku spirali, która w tym przypadku ma przekrój prostokątny. W zależności od wielkości spadu i prędkości obrotowej generatora może on być napędzany bezpośrednio lub przez przekładnię (na ogół pasową).

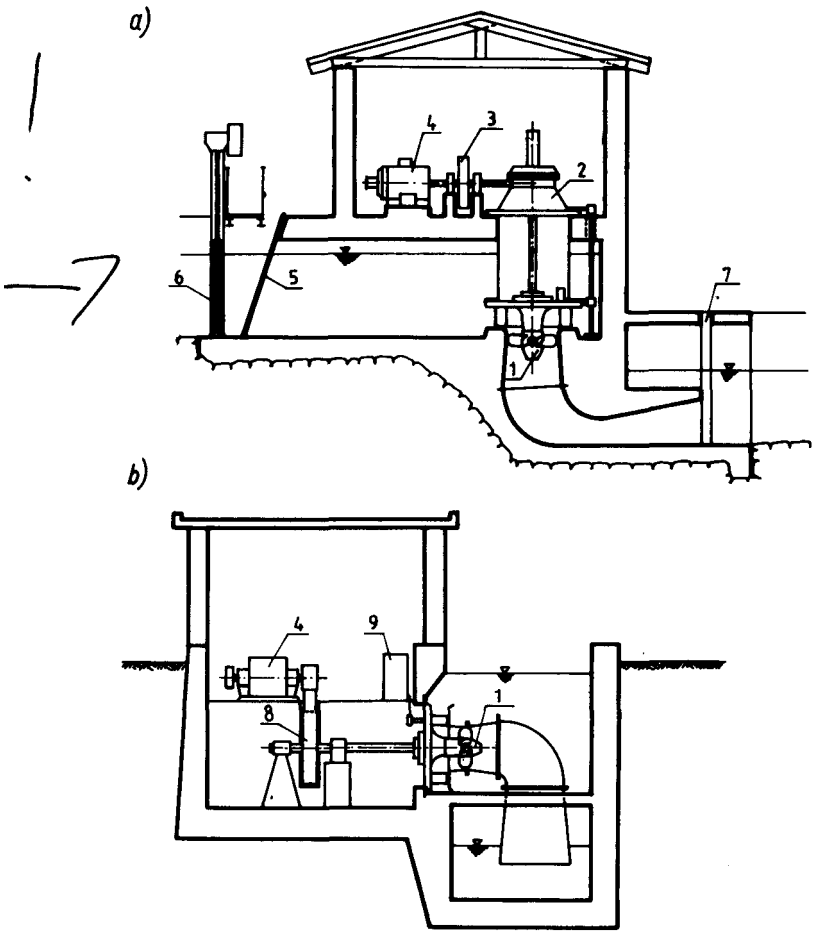



Rys. 15.4. Współczesne rozwiązanie z turbiną Francisa dla spadów średnich (ČKD Blansko). *l* - turbina Francisa w spirali stalowej, 2 - łopatka regulacyjna wewnątrz obudowy turbiny, 3 - zawór na rurociągu doprowadzającym, *4* - przekładnia pasowa, 5 - prądnica, 6 - szafa sterowniczo-rozdzielcza

W innych rozwiązaniach, zwłaszcza przy większych mocach, -stosuje się pionowy układ turbiny, zakrzywioną betonową rurę ssącą i pełną kierownicę z ruchomymi łopatkami.

### 15.3. Rozwiązania z turbinami Kaplana

Turbiny Kaplana (a **zwłaszcza** ich wirniki z przestawnymi łopatkami) stanowią obecnie wyposażenie niemal wszystkich nowo budowanych elektrowni, przy spadach od najniższych aż do kilkunastu metrów. W przypadku dużych elektrowni granica stosowalności turbin Kaplana jest nawet wyższa. Ich zalety w porównaniu z turbinami Francisa to zachowanie dużej sprawności nawet przy znacznych wahaniach spadu i przełyku, duża prędkość obrotowa pozwalająca na stosowanie zarówno jednostopniowej przekładni, jak i na bezpośredni napęd generatora oraz większy przełyk przy tej samej średnicy. Dopiero przy spadach powyżej 8 — 10 m (dla małych turbin) ujawnia się mankament w postaci erozji kawitacyjnej zmuszającej do kosztownego wiązań, w których turbina, przekładnia i generator pozostają osobnymi urządzeniami, układ elektrowni przypomina siłownie z turbinami Francisa (p. 15.1). Przykłady takich rozwiązań z turbiną pionową i poziomą pokazano na rys. 15.5.



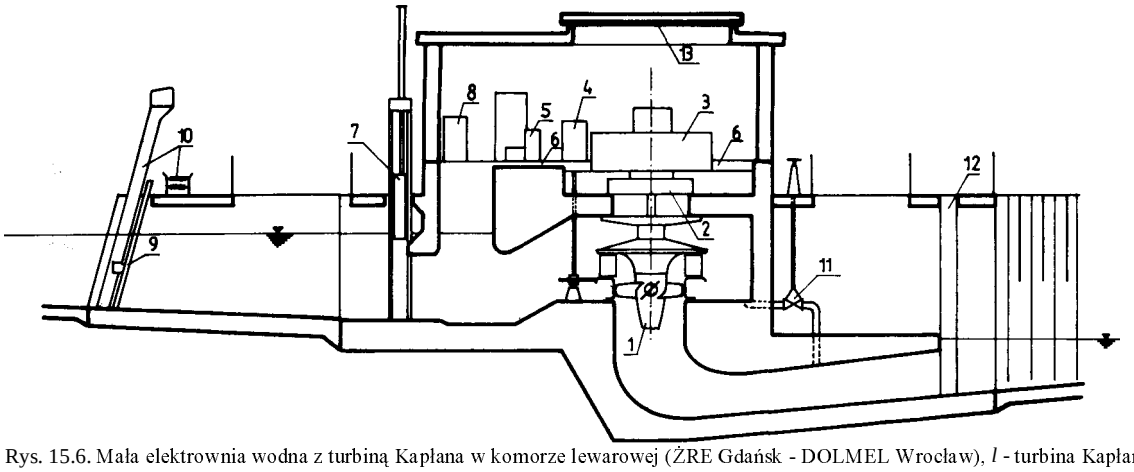

Rys. 15.5. Rozwiązanie MEW z turbinami Kaplana w komorach otwartych (ČKD Blansko): a) z turbiną pionową, b) z turbiną poziomą, *1* - turbina Kaplana, *2* - przekładnia kątowa zębata, 3 - koło zamachowe, *4* - prądnica, 5 - kraty wlotowe, 6 - zamknięcie remontowo-awaryjne, 7 - wnęki zamknięcia remontowego rury ssącej, 8 - przekładnia pasowa, 9 - regulator turbiny

Są to urządzenia produkcji zakładów ČKD Blansko o średnicy wirnika 630 —1000 mm, spadach 2—10 m, przełykach nominalnych 0,5 —6 n^/s, mocy 6 — 300 kW. Łopatki wirnika są przestawiane przy użyciu mechanizmu ręcznego podczas postoju maszyny, regulator automatyczny zaś steruje łopatkami kierownicy. Na rys. 15.5a (elektrownia z turbiną pionową) pokazano zakrzywioną betonową rurę ssącą, można jednak stosować pionową rurę stożkową o ile będzie możliwe wykonanie odpowiednio głębokiej komory odpływowej. Zamiast przestarzałej przekładni z zębami drewnianymi pokazano nowszą przekładnię stalową, zawierającą również łożysko oporowe turbiny.

Turbiny Kaplana mogą być stosowane w miejsce turbin Francisa w przypadku modernizowania starych elektrowni wodnych. Ponieważ wymagają one jednak dłuższych i głębszych rur ssących, które trudno pomieścić w starej konstrukcji budynku, można zastosować układ lewarowy. Polega to na wzniesieniu turbiny ponad dno komory, tak że rura ssąca mieści się pod nią bez poważniejszych rozkuć płyty dennej budynku. Aby jednocześnie umknąć dostawania się powietrza do turbiny umieszczonej wysoko należy doprowadzić do całkowitego wypełnienia komory wodą aż pod jej strop, przy czym w górnej części komory wystąpi wówczas podciśnienie. Wymaga to odpowiedniego ukształtowania wlotu do komory i przebudowy stropu komory, w celu wzmocnienia jego wytrzymałości. Mimo znacznego zakresu przeróbek, oszczędność z powodu uniknięcia kosztownych prac w obrębie fundamentów jest godna uwagi.

Koncepcję podobnie zmodernizowanej elektrowni w miejscowości Leszno Górne na Bobrze przedstawiono na rys. 15.6. Zawiera ona turbinę Kaplana o średnicy wirnika 1,8 m, wg projektu Katedry Turbin Wodnych i Pomp Politechniki Gdańskiej (przewidywany wykonawca - Dozamet,

Nowa Sól) i prądnicę synchroniczną o prędkości obrotowej 150 obr/min produkcji Zakładów Dolmel. Moc elektrowni wynosi 200 kW przy spadzie 2,9 m i przełyku 11 $m^{3'}$ /sPrzed planowaną modernizacją turbina Francisa z kątową przekładnią o zębach drewnianych dawała moc ok. 150 kW. Rozwiązania z układem lewarowym można także stosować w przypadku nowo wznoszonych obiektów o podobnie małych spadach - w celu uniknięcia bardzo głębokiego posadowienia rury ssącej, wynikającego ze znacznej wysokości turbozespołu.




Rys. 15.6. Mała elektrownia wodna z turbiną Kaplana w komorze lewarowej (ŻRE Gdańsk - DOLMEL Wrocław), *l* - turbina Kaplana, 2 - łożysko oporowe turbozespołu, *3* - prądnica, *4* - regulator turbiny, 5 - urządzenie układu chłodzenia łożysk, 6 - kanały kablowe, 7 - zasuwa awaryjna szybkoopadająca, *8* - napęd hydrauliczny zasuwy, *9* - kraty wlotowe, *10* - czyszczarka krat, *11* - instalacja ^-—J-:-„„ I,^,«.^CT t.,rh;nv *17* - wnęki zamknięcia remontowego rury ssącej, *13* - luk montażowy

Na rys. 15.6 zaznaczono obecność czyszczarki krat, która jest elementem często spotykanym w nowych obiektach, niezależnie od rodzaju turbozespołu. Brak tego urządzenia powoduje, że w okresie jesiennym obsługa jest zmuszona do ciągłego usuwania spływających liści i wodorostów przez wiele dni, a zaniechanie tej czynności - nawet na kilkadziesiąt minut - grozi na niektórych ciekach zatrzymaniem turbiny lub nawet wyłamaniem krat.

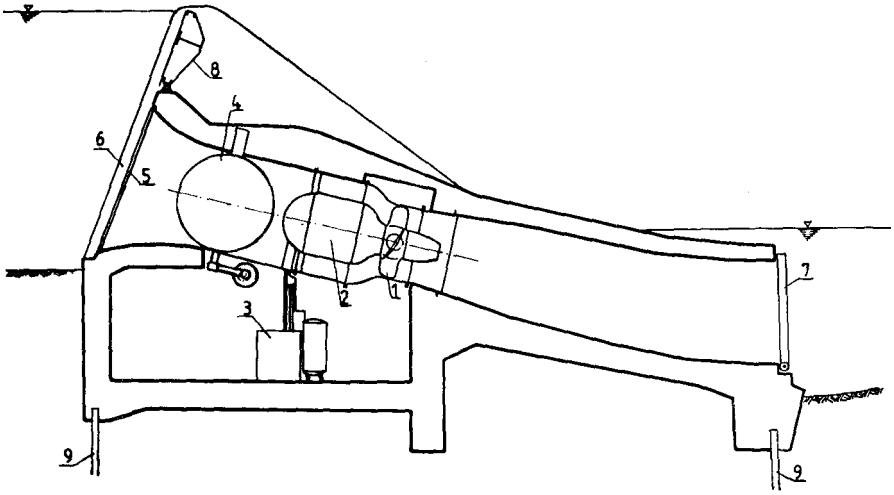
Można przyjąć, że przynajmniej dla obiektów na dekach o przepływie średnim ponad 5 m^s celowe jest zaplanowanie miejsca na automatyczną czyszczarkę krat. Samo zainstalowanie urządzenia może być ewentualnie poprzedzone okresem próbnym, w którym kraty będą czyszczone ręcznie, gdyż napływ zanieczyszczeń nie musi być bardzo obfity.

### 15.4. Rozwiązania z turbinami rurowymi

Turbiny rurowe skonstruowano dążąc do uproszczenia i potanienia poprzednich konstrukcji. Wirnik typu Kaplana (ewentualnie śmigłowy - o nieprzestawnych łopatkach) umieszczono w przewodzie o przekroju kołowym. Dzięki temu zrezygnowano - w porównaniu z analogiczną turbiną Kaplana - z obszernych komór turbinowych lub skomplikowanych spiral wlotowych, spłycono posadowienie elektrowni oraz zwiększono obroty, przełyk i moc elektrowni (o kilka procent). W przypadku urządzeń o mocy od kilkudziesięciu do kilkuset kilowatów stosuje się często wersję uproszczoną, mianowicie rezygnuje się z przestawianych łopatek kierownicy przed wirnikiem. Wówczas regulacja odbywa się za pomocą łopatek wirnika, a na skutek braku możliwości zamknięcia wody niezbędne jest zastosowanie przed turbiną odpowiednio szybko działającego zamknięcia lub umieszczenie turbiny w przewodzie lewarowym - ponad poziomem górnej wody.

W ciągu ponad trzydziestu lat stosowania-turbin rurowych pojawiło się wiele różnych rozwiązań układów konstrukcyjnych elektrowni. Jednym z pierwszych był turbozespół gruszkowy zainstalowany w latach trzydziestych w elektrowni Rościno na Parsęcie (rys. 15.7). Obudowa

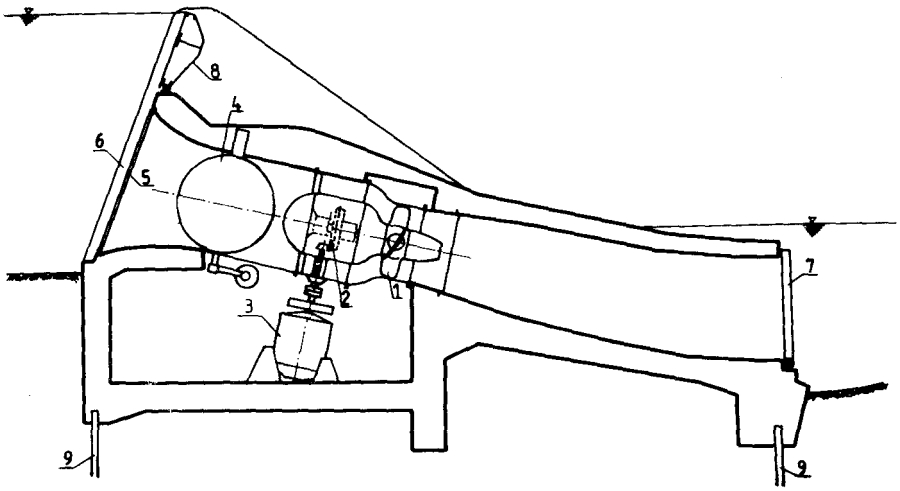
turbozespołu i pomieszczenie elektrowni umieszczono pod przelewami jazu. Prądnica, z ewentualną przekładnią i kołem zamachowym, znajduje się w gruszce szczelnej umieszczonej przed wirnikiem. Na zewnątrz gruszki, poprzez łopatkę wsporczą, są wprowadzone przewody mocy i sterowania.




Rys. 15.7. Mała elektrownia wodna z turbozespołem gruszkowym wbudowanym w próg jazu (Rościno na Parsęcie), *l* - wirnik z przestawnymi łopatkami, 2 - obudowa prądnicy, łożysk i elementów regulacji („gruszka"), *3* - regulator turbiny, *4* - zamknięcie awaryjne (zawór motylowy), 5 - kraty wlotowe, *6* - wnęki zamknięcia remontowego wlotu, 7 - klapowe zamknięcie remontowe rury ssącej, *8* - klapowe zamknięcie jazu

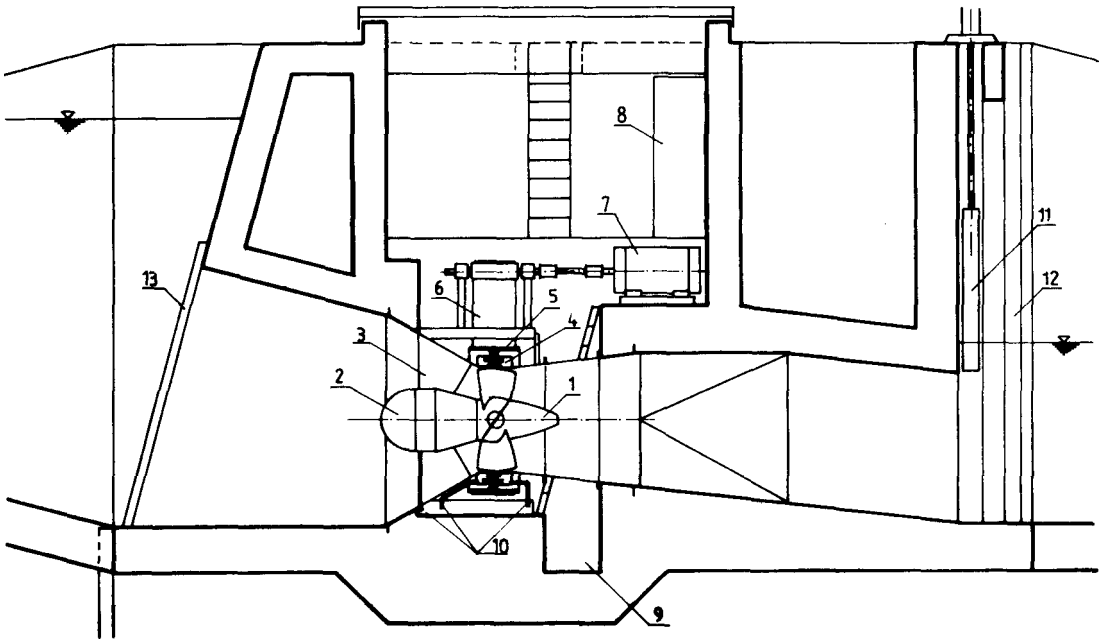
Na rysunku 15.7 przedstawiono urządzenia elektrowni wbudowane w próg jazu z zamknięciem klapowym. Ponieważ układ gruszkowy ogranicza możliwość doboru prądnicy i przekładni (a zwłaszcza ich wymiarów) oraz utrudnia rozwiązanie chłodzenia, smarowania, sterowania, uszczelnienia i napraw turbozespołu, opracowano rozwiązania pozwalające na usunięcie prądnicy poza gruszkę. Jedno z nich przedstawiono na rys. 15.8.

W gruszce pozostała przekładnia kątowa, łożyska i elementy układu sterowania. W zależności od rodzaju prądnicy można jej nadać położenie pionowe lub poziome z boku turbiny. Istnieje też rozwiązanie (firmy VOEST-ALPINE), w którym napęd z gruszki jest wyprowadzany do prądnicy za pomocą kilku pasków klinowych w szczelnej obudowie.

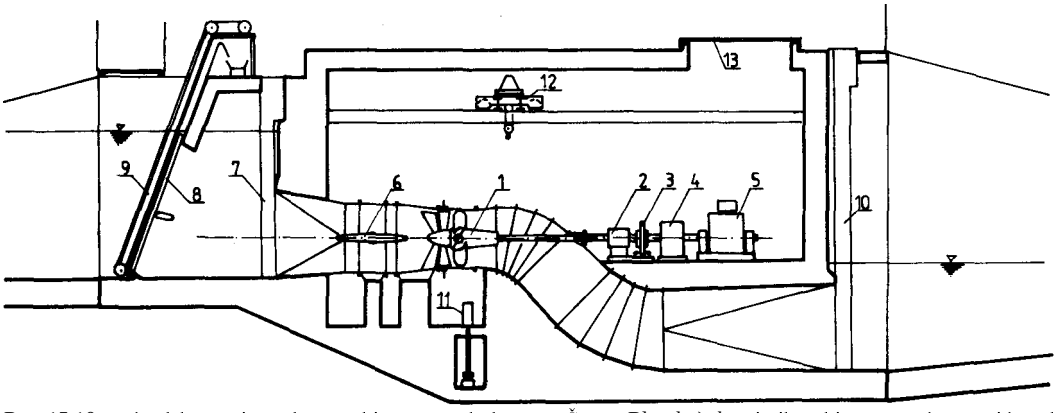



Rys. 15.8. Turbozespół z przekładnią kątową w „gruszce" (Elektrownia Rościno po przebudowie), *l* - wirnik z przesławnymi łopatkami, 2 - przekładnia zębata kątowa, 3 - prądnica z kołem zamachowym, *4* - zamknięcie awaryjne (zawór motylowy), 5 - kraty wlotowe, *6* - wnęki zamknięcia remontowego wlotu, 7 - klapowe zamknięcie remontowe rury ssącej, 8 - klapowe zamknięcie jazu

Jednym z najbardziej wyszukanych układów, pozwalających na usunięcie prądnicy poza turbiną rurową, jest konstrukcja firmy ESCHER WYSS (znana jako STRAFLO), produkowana obecnie przez Zakłady ACEC (Belgia). W konstrukcji tej fragmentem stalowej rury stanowiącej obudowę turbiny jest ruchomy pierścień zdylatowany w stosunku do poprzedniego i tylnego fragmentu obudowy. Wewnątrz pierścienia jest zamocowany wirnik turbiny o nieprzestawnych łopatkach, a na zewnątrz znajduje się wirnik prądnicy. Całość obraca się podczas przepływu wody, generując prąd w nieruchomym stojanie prądnicy. Turbozespoły takie produkuje się dla znacznych mocy, przekraczających l MW. Dla elektrowni o mocy 100 kW — 2 MW, w celu stypizowania prądnic firma ACEC opracowała inne rozwiązanie, w którym - zamiast wirnika prądnicy - na zewnątrz ruchomego pierścienia osadzone jest koło pasowe przekładni (rys. 15.9). Drugie koło pasowe jest osadzone na zewnątrz obudowy turbiny, a od niego prowadzi wał do prądnicy. W obu przedstawionych przypadkach wymagana jest wysoka precyzja wykonania dość skomplikowanego uszczelnienia turbiny.




Rys. 15.9. Zmodyfikowane rozwiązanie turbozespołu STRAFLO z kołem pasowym na obręczy wirnika (ACEC). *l* - wirnik turbiny (łopatki regulowane lub stałe), *2* - obudowa łożysk i elementów regulacji, 3 - stałe łopatki kierownicze, *4* - system pierścieni uszczelniających, 5 - koło pasowe na obwodzie wirnika, *6* - pas transmisyjny, 7 - prądnica, *8* - szafa sterowniczo-rozdzielcza, 9 - studzienka zbiorcza przecieków, *10* - przewody odwadniające „gruszkę" i uszczelnienia wirnika, *11* - szybkoopadająca zasuwa awaryjna, *12* - wnęki zamknięcia remontowego rury ssącej, *13* - kraty wlotowe

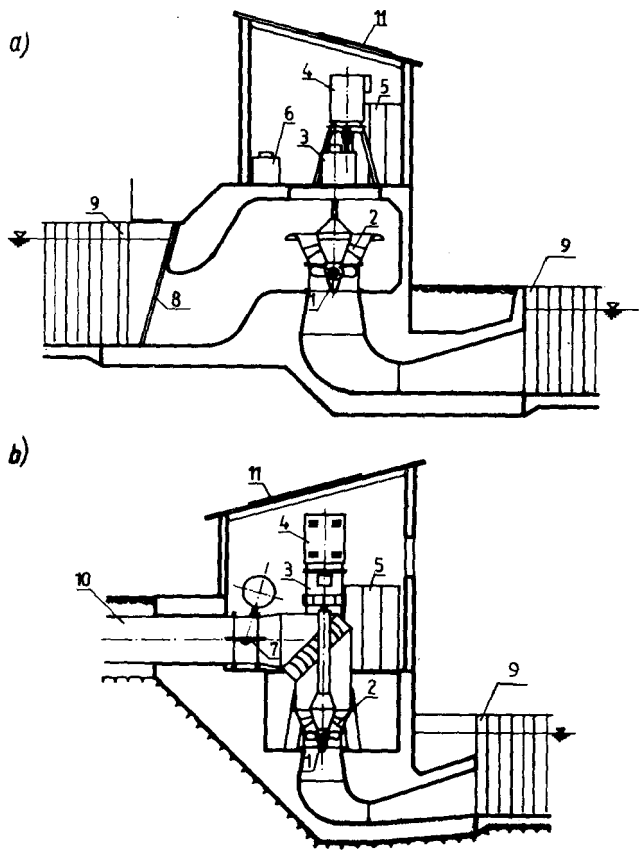



Rys. 15.10. Mała elektrownia wodna z turbiną rurową kolanową (ČKD - Blansko). *l* - wirnik turbiny z przesławnymi łopatkami, 2 - łożysko oporowe turbiny, *3* - koło zamachowe, *4* - przekładnia zębata, 5 - prądnica, 6 - zawór awaryjny motylowy (nie występuje w przypadku regulowanych łopatek kierownicy), 7 - wnęki zamknięcia remontowego wlotu, *8* - kraty wlotowe, 9 - czyszczarka krat, *10* - wnęki zamknięcia remontowego rury ssącej, *11* - agregat odwadniający, *12* - suwnica montażowa, *13* - luk nad płaszczyzną montażową

Do najbardziej popularnych obecnie turbin rurowych należą turbiny kolanowe. Charakteryzują się tym, że stalowa rura ssąca jest wygięta w dół (na podobieństwo kolana), co pozwala na wprowadzenie wału poza obudowę turbiny i dość swobodny dobór typu i wielkości przekładni oraz prądnicy. Poszczególne rozwiązania różnią się między sobą kształtem rury ssącej (wygięta pojedynczo lub podwójnie), położeniem wału turbiny (poziomy lub odchylony do góry), kierunkiem wyprowadzenia wału (ku wodzie dolnej lub górnej), lecz ogólne rozwiązanie elektrowni pozostaje jak na rys. 15.10, na którym przed- \ stawi6no elektrownię z turbiną kolanową Hrmy CKD Blansko, produ- ^ kowaną z wirnikiem o średnicy 1—35 m, dla spadów 2—10 m, *j* przełyków 1,4-100 m^s i mocy 400-5000 kW. Na wlocie do turbiny / zastosowano zawór motylowy, który stosuje się także w przypadku poprowadzenia wody za pomocą rurociągu. W przypadku elektrowni przyzbiomikowej lub elektrowni przy kanale otwartym wystarczy nieco tańsza zasuwa płaska. Przy mniejszych turbozespołach może ona być nawetdrewniana. Większość wytwórni, zwłaszcza w przypadku niewielkich turbin o średnicy 1—2 m, rezygnuje z ruchomych łopatek kierowniczyčlr stosując pojedynczy system regulacji za pomocą łopatek wirnika. ElektrownFe z terhinami_ruiowynrf"T)ędą szeroko stosowane w Polsce; Zakłady Remontowe Energetyki w Gdańsku podjęły się produkcji tych urządzeń. Istotną barierą są - jak dotąd - koszty. Turbina kolanowa odznacza się dużym zużyciem stali (na wykonanie obudowy), co zwłaszcza dla małych jednostek, o mocy poniżej 100 kW, zwiększa koszty inwestycji. Dlatego też w przypadku tak małych mocy lepiej stosować inne rozwiązania.

Turbiny rurowe mogą być też wykonywane w układzie pionowym. Na rysunku 15.11 przedstawiono takie obiekty firmy BOFORS-NOHAB, dla dużych spadów -z rurociągiem, dla najmniejszych spadów - ze szczelną komorą lewarową. To drugie rozwiązanie pozwala na uniknięcie awaryjnego zamknięcia na wlocie do turbiny, dopływ wody odcina się bowiem przez napowietrzenie komory - na skutek otwarcia zaworu w stropie.

Spośród turbin rurowych znane jest jeszcze jedno rozwiązanie, w którym prądnica jest umieszczona poza obudowę prowadzącą wodę. Jest to wariant z prądnicą studniową; woda napływa do elektrowni dwoma zamkniętymi kanałami opływającymi otwarte od góry wąskie pomieszczenie (studnię), w którym jest umieszczona prądnica lub przekładnia. **Za** tym pomieszczeniem kanały łączą się w jeden przewód, w którym pracuje wirnik turbiny. Dalej znajduje się rura ssąca opadająca skośnie w dół. Obecnie rozwiązanie to rzadko występuje. W Polsce zastosowano je w elektrowni Smardzewice na Pilicy (turbozespoły firmy GANZ).

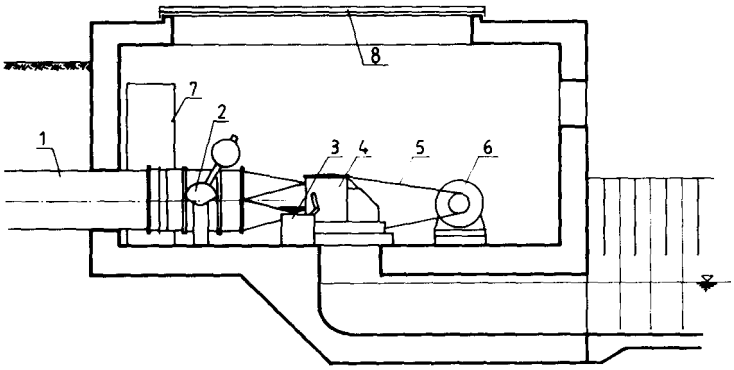



Rys. 15.11. Rozwiązania MEW z turbinami rurowymi w układzie pionowym (BO-FORS-NOHAB): a) z komorą lewarową, b) z doprowadzeniem rurociągami, *l* - wirnik turbiny z przestawnymi łopatkami, 2 - nieruchome łopatki kierownicy turbiny, *3* - obudowa łożyska oporowego i przekładni zębatej, *4* - prądnica, 5 - szafy sterowni-czo-rozdzielcze, 6 - układ odpowietrzania komory lewarowej, 7 - zawór awaryjny motylowy z zamknięciem ciężarowym, 8 - kraty wlotowe, 9 - wnęki zamknięcia remontowego rury ssącej, *l O* - rurociąg doprowadzający, *11* - luk montażowy

## 15.5. Rozwiązania z innymi turbinami (Banki, Peltona)

Oprócz omówionych rozwiązań występują w małych elektrowniach wodnych, choć niezbyt często, jeszcze dwa typy turbin - Banki i Peltona.

Turbina Banki jest bardzo starym rozwiązaniem, opracowanym ostatnio na nowo przez Instytut Maszyn Przemysłowych PAN w Gdańsku (a za granicą przez Zakłady Osbergera). W Polsce zbudowano w latach osiemdziesiątych kilka obiektów z turbinami tego typu. Wirnik (w kształcie walca) ma blaszaną obudowę, dopływ wody jest sterowany za pomocą oprofilowanej klapy umieszczonej również w obudowie - przed wirnikiem. Jeżeli spad nie przekracza kilku metrów, to klapa może być też jedynym zamknięciem awaryjnym. Jeśli budynek znajduje się bezpośrednio przy zbiorniku lub kanale, to wodę do turbiny doprowadza się krótkim (l — 2 m) przewodem o przekroju prostokątnym. Przy większych spadach wodę doprowadza się rurociągiem i wtedy zwykle przed turbiną stosuje się zawór motylowy (rys. 15.12). Najczęściej nie ma rury ssącej, wirnik pracuje w powietrzu, a woda odpływa spod niego korytem otwartym.




Rys. 15.12. Rozwiązanie MEW z turbiną Banki (ŻRE Gdańsk), *l* - rurociąg doprowadzający, *2* - zawór motylowy z zamknięciem ciężarowym, *5* - regulator turbiny, *4* - turbina Banki, 5- pas transmisyjny, 6 - prądnica, 7 - szafa sterowniczo-rozdzielcza, 8 - luk montażowy

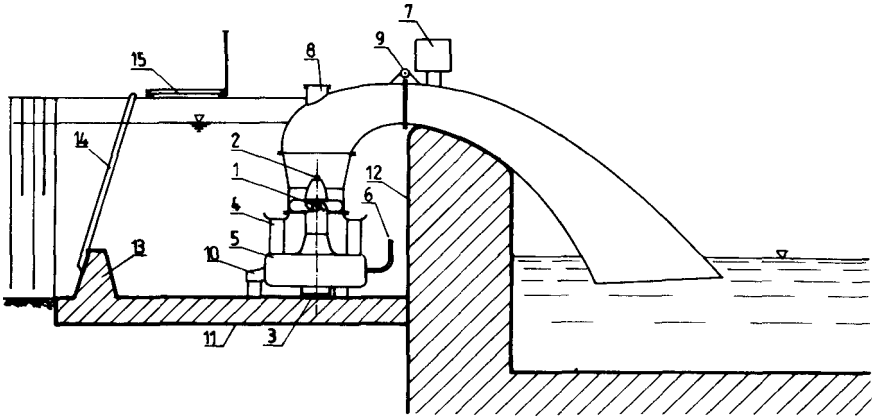
Elektrownie z turbinami Banki są są technicznie i ekonomicznie uzasadnione przy spadach co najmniej 3 —5 m lub większych. Przy spadach najmniejszych utrata części spadu na skutek wzniesienia wirnika ponad wodę dolną, przy braku w pełni wartościowej rury ssącej, powoduje wyraźne zmniejszenie i tak niewielkiej sprawności turbozespołu. Niewielka prędkość obrotowa turbiny zmusza przy małych spadach do stosowania podwójnej przekładni pasowej.

Małe elektrownie z turbinami Peltona spotyka się w krajach wybitnie górzystych, przy spadach ponad 50 m. W Polsce podobne warunki występują niemal wyłącznie na obszarach parków narodowych gdzie mogłyby one pracować na potrzeby schronisk turystycznych. Obecnie funkcjonują dwa takie obiekty. Ogólny układ elektrowni pozostaje taki jak z turbiną Banki.

### 15.6. Elektrownie z turbozespołami zblokowanymi i skonteneryzowanymi

Wielu wytwórców turbozespołów dla MEW, na przykład znana w Polsce szwedzka firma FLYGT, dąży do maksymalnego zblokowania poszczególnych części turbozespołu tak, aby turbina, przekładnia, prądnica i rura ssąca stanowiły jeden element montażowy. Element taki można w całości przewieźć transportem samochodowym z hali produkcyjnej na budowę, przy czym prace budowlane są ograniczone zwykle do doprowadzenia i odprowadzenia wody, krat, wnęk zastawki remontowej i fundamentu.

Na rysunku 15.13 pokazano turbozespół lewarowy firmy SFAC (Franq'a lata sześćdziesiąte), w którym nie ma nawet komory turbinowej. Dostęp do tego turbozespołu wymaga jedynie odkręcenia go od fundamentu i odchylenia jego przedniej części ku górze. Jeżeli turbozespół zblokowany wymaga pomieszczenia na urządzenia kontrolne i sterujące, to zwykle może się ono znajdować w pewnym oddaleniu, często w zupełnie przypadkowym obiekcie. Rozwój elektrowni z turbozespołami zblokowanymi odbywa się zgodnie z zasadą, że lepiej rezygnować z rozległych i długotrwałych robót budowlanych na rzecz prac warsztatowych, gdzie automatyzacja, mechanizacja i ogólnie dobre warunki bardzo podnoszą wydajność. Podjęcie takiej działalności wymaga jednak pewności co do możliwości zbytu większych serii, uzasadniających projektowanie i produkcję specjalnych przekładni, prądnic i obudów. Typowe bowiem urządzenia rzadko nadają się do zblokowania. Pewnym wyjściem z tej sytuacji jest budowa elektrowni kontenerowych, gdzie poszczególne elementy mogą być rozwiązane tradycyjnie. Jednak całość jest zamontowana w okrągłym, szczelnym i chronionym przed korozją kontenerze stalowym, umieszczanym w przygotowanym uprzednio wykopie i obetonowanym. Rozwiązanie to jest stosowane wówczas, gdy przełyk jest niewielki (maks. 2—3 $m^3/s$), spad natomiast znaczny, zwłaszcza przy doprowadzeniu wody rurociągiem. Wymiary kontenera udaje się wówczas utrzymać w granicach pozwalających na łatwy przewóz i montaż.




Rys. 15.13. Mała elektrownia wodna z turbozespołem zblokowanym. *1* - wirnik turbiny z łopatkami przestawianymi ręcznie lub automatycznie, 2 - śruba ręcznej regulacji łopatek wirnika, *3* - mechanizm automatycznej regulacji łopatek wirnika (alternatywnie), *4* - state łopatki kierownicy, 5 - prądnica, *6* - wyprowadzenie mocy, 7 - agregat odpowietrzający rurę ssącą i awaryjny zawór powietrzny, 8 - luk do śruby regulacyjnej, *9* - zawias, *10* - elementy wsporcze turbozespołu, *11* - płyta fundamentowa turbozespołu, *12* - próg jazu, *13* - próg przeciwrumowiskowy, *14* - kraty wlotowe, *15* - kładka robocza

## 15.7. Odzysk spadu w czasie przepływu wielkich wód

W okresie wezbrań woda wypełnia stanowisko dolne elektrowni i następuje częściowa utrata spadu. Górna woda podnosi się bowiem w mniejszym stopniu. Prowadzi to, zwłaszcza w elektrowniach przyjazowych i przyzaporowych o małym spadzie, do okresowego, lecz znacznego ograniczenia mocy i produkcji. W pewnej mierze można temu zapobiec umieszczając przelew dla przepływów przekraczających woda z przelewu o dużej prędkości odpycha masy wody żal w korycie odpływowym oraz stymuluje przepływ przez turbinę jąć wodę z rury ssącej. W ten sposób można zwiększyć produkcję ._^ o ok. 5%. Przykład takiego rozwiązania pokazano na rys. 15.7. Wymaga ono oczywiście zastosowania poziomego lub lekko ukośnego zakończenia rury ssącej. Sama turbina może być pionowa lub pozioma. Ewentualny kanał dopływowy i odpływowy musi być przystosowany do przyjęcia zwiększonego przepływu, a wylot z elektrowni chroniony przed rozmyciem.

### Literatura do rozdziało 15

15.1. ACEC: *Jhe Łów Head .Micro" Power Station.* Charleroi (prospekt firmowy).
15.2. Balcerski W.: *Budowle wodne Śródlądowe.* Warszawa, Arkady 1969.
15.3. BSiPE Energoprojekt: *Elektrownia wodna Leszno Górne.* ZTE. Warszawa 1986. ^t^A-iFabryka Maszyn Rolniczych (Radomsko d. firma Kryzel i Wojakowski): *Katalog*
—^ *turbin systemu Francisa.* Warszawa 1960. ^-l5'S? Jackowski K.: *Elektrownie wodne. Turbozespoły i wyposażenie.* Warszawa, WNT
-' 1971^I^Krzyżanowski W.: *Turbiny wodne.* Warszawa, WNT 1971.
15.7. KyaaeuoB H. K., 3JiaTKOBCKHH A. n.: *CeMcKoxo3nucmeemM eugpo3MKmpo-cmanifuu.* MoCKBa 1984.
15.8. Nohab Tampella: *Smali Scalę Hydro Turbinę Program.* Tampere (prospekt firmowy).
15.9. Skodaexport-ČKD Blansko. *Smali Water Turbines.* Praha (prospekt firmowy).

# 16

# Zagadnienia eksploatacji i remontów

### 16.1. Uwagi wstępne

W eksploatacji elektrowni wodnych występują następujące podstawowe działalności:

- prowadzenie ruchu i kontroli eksploatacji,
- prowadzenie eksploatacji budowli hydrotechnicznych wraz z zabiegami konserwacyjnymi i remontowymi,
- prowadzenie eksploatacji urządzeń mechanicznych wraz z pracami konserwacyjnymi i remontowymi,
- prowadzenie eksploatacji urządzeń elektrycznych wraz z ich przeglądami i remontami.

Przekazanie elektrowni do eksploatacji powinno być dokonane protokolarnie. Protokół powinien być podpisany przez użytkownika elektrowni, a w przypadku elektrowni przyłączonej do sieci elektroenergetycznej - również przez przedstawiciela zakładu energetycznego.

Elektrownia powinna mieć następującą aktualną dokumentację techniczną:

a) projekt techniczny elektrowni, rysunki inwentaryzacyjne oraz opis i schematy elektryczne;

b) dokumentację prawną, w tym pozwolenie wodnoprawne na szczególne korzystanie z wody oraz pozwolenie na prowadzenie działalności gospodarczej wydane przez właściwy terenowo organ administracji państwowej: to ostatnie tylko w przypadku sprzedaży wyprodukowanej energii;

c) szczegółową instrukcję eksploatacji;

d) książkę kontroli i remontów urządzeń energetycznych i obiektów budowlanych;

e) szczegółową instrukcję współpracy elektrowni z zakładem energetycznym.

Użytkownik oraz osoba obsługująca elektrownię - niezależnie od mocy i napięcia znamionowego urządzeń elektrycznych - powinna spełniać wymagania kwalifikacyjne określone Rozporządzeniem Ministra Górnictwa i Energetyki z dnia 4 maja 1973 r.

Osoby przewidziane do eksploatacji elektrowni powinny być przeszkolone w zakresie obsługi urządzeń elektrycznych, mechanicznych i wodnych, występujących w danej elektrowni oraz w zakresie bezpieczeństwa i higieny pracy. Osoby te powinny posiadać umiejętności poprawnego prowadzenia ruchu, konserwacji i wykonywania określonych napraw oraz postępowania w czasie awarii, zakłóceń ruchu, pożaru, a także w warunkach zimowych i powodziowych.

### 16.2. Ogólne wytyczne do prowadzenia ruchu i kontroli eksploatacji

Ruch elektrowni należy prowadzić:

- zgodnie z obowiązującymi przepisami i na podstawie szczegółowej instrukcji eksploatacji;
- w sposób i w warunkach gwarantujących poprawne wykorzystanie podstawowych i pomocniczych urządzeń elektrowni;
- w sposób bezpieczny dla ludzi, otoczenia i środowiska.

Ruch elektrowni przyłączonej do wspólnej sieci elektroenergetycznej powinien być prowadzony zgodnie z ustaleniami uzgodnionymi z właściwym terenowo zakładem energetycznym. Należy bezwzględnie prowadzić

dokumentację ruchową w postaci skróconego raportu dziennego ruchu i dziennika operacyjnego. W raporcie dziennym ruchu należy odnotowywać podstawowe parametry pracy elektrowni przynajmniej dwa razy na dobę, o ile nie ma zmian ich wartości. Następnie należy zapisywać czasy każdego uruchomienia i zatrzymania turbozespołu, wielkość otwarcia urządzeń upustowych oraz na koniec dnia stan wszystkich liczników rozliczeniowych. W końcu ostatniego dnia miesiąca należy zanotować stan wszystkich liczników energii elektrycznej i przekazać je do odpowiedniej komórki zakładu energetycznego.

### 16.3. Wytyczne eksploatacji budowli wodnych

Podział budowli wodnych najczęściej spotykanych w małych elektrowniach wodnych:

- budowle piętrzące (zapory, jazy) wraz z urządzeniami upustowymi;
- zbiorniki wodne;
- budowle doprowadzające i odprowadzające wodę;
- część hydrotechniczno-budowlana elektrowni;
- związane obiekty hydrotechniczne jak: przepławki dla ryb, drenaże i studnie odwadniające.

### 16.3.1. Budowle piętrzące

Budowle wodne należy eksploatować zgodnie z ich przeznaczeniem w sposób określony w pozwoleniu wodnoprawnym oraz w szczegółowej instrukcji eksploatacji.

Warunki przepuszczania wielkich wód przez budowle wodne powinny być określone w części szczegółowej instrukcji eksploatacji.

Budowle piętrzące wodę i urządzenia do przepuszczania wody przez te budowle podlegają codziennym oględzinom. W przypadku ulewnych deszczów i roztopów wiosennych częstotliwość powinna być zwiększona.

Oględziny ziemnych budowli piętrzących wodę powinny obejmować w szczególności sprawdzenia stanu:
- korony zapory i obwałowań;
- skarp odwodnych i odpowietrznych;
- drenażów i odprowadzeń wód filtracyjnych.

W przypadku stwierdzenia nieprawidłowych stanów i zmian w budowlach wodnych, a zwłaszcza przecieków wody i osiadań lub innych ubytków gruntu, należy obniżyć piętrzenie wody i podjąć zabiegi naprawcze, a w przypadku wykorzystywania obcych budowli (np. WZIR' u lub ODGW) zawiadomić natychmiast o tych zaszłościach ich właściciela. Wskutek zmian temperatury lub osiadania betonowych (lub murowanych) urządzeń piętrzących mogą powstać pęknięcia. Pęknięcia w pierwszej fazie uwidaczniają się jako włoskowate szczeliny od 0,1 do 0,3 mm. Zachowanie się takich szczelin należy dokładnie obserwować, zakładając w poprzek plomby kontrolne z pasków szklanych na zaprawie gipsowej lub cementowej. O ile pasek szklany po dłuższym okresie nie ulegnie pęknięciu, oznacza to, że budowla się ustabilizowała. Natomiast w przypadku pęknięcia paska i ewentualnego pojawienia się wypływu wody należy stwierdzić, czy woda niesie **ze** sobą części mineralne gruntu (piasek, namuły lub rozmokłe części gliny). W przypadku wystąpienia tych zjawisk w większym rozmiarze należy niezwłocznie zwrócić się po fachową poradę lub ekspertyzę do specjalisty hydrotechnika w terenowym organie administracji państwowej lub w innej specjalistycznej jednostce organizacyjnej.

Budowle piętrzące oraz ich urządzenia powinny być chronione przed ewentualnymi ich uszkodzeniami przez osoby postronne, budowle ziemne natomiast powinny być chronione przed dostępem zwierząt mogących powodować niszczenie skarp oraz przed uszkodzeniami spowodowanymi korzeniami drzew i krzewów.

### 163.2. Zbiorniki

Poziomy wody w zbiornikach powinny być utrzymywane zgodnie z potrzebami gospodarki wodnoenergetycznej i w ramach pozwolenia wodnoprawnego. I tak:

1. Nie należy piętrzyć wody powyżej maksymalnego i obniżać poniżej minimalnego poziomu eksploatacyjnego. Poziomy te powinny być podane w szczegółowej instrukcji eksploatacji i oznaczone w postaci znaków wodnych umocowanych w widocznym miejscu budowli ujęciowej;

2. Zmiany poziomów wody w zbiornikach powinny być dokonywane stopniowo, z prędkością przy której nie następuje niszczenie brzegów lub umocnień oraz sufozja na skarpach. Prędkości te powinna określać szczegółowa instrukcja eksploatacji. Orientacyjnie prędkości te nie powinny przekraczać 0,5 do 1,0 m na dobę dla skarp nie przystosowanych do szybkich zmian poziomu wody;

3. Należy unikać całkowitego opróżniania zbiornika w warunkach zimowych;

4. O konieczności opróżniania lub obniżenia poziomu wody poniżej dolnego poziomu eksploatacyjnego zbiornika należy powiadomić odpowiedni organ terenowej administracji państwowej i uzyskać jego zgodę.

Brzegi zbiornika w miejscach zagrożonych osuwiskami lub erozją powinny być w uzasadnionych przypadkach odpowiednio zabezpieczone.

### 16.3.3. Kanały i rurociągi

Przepływ wody w kanałach powinien odbywać się z prędkością, przy której nie wystąpi rozmywanie skarp i dna oraz zamulanie koryta. Górne granice prędkości wynoszą dla:

| | | |
|---|---|---|
| a) koryt z dnem i skarpami z piasku zwykłego | 0,7 | m/s |
| b) koryt z dnem i skarpami z żwiru | 1,0 | |
| c) koryt z dnem i skarpami z narzutem kamieni | 1,8 | |
| d) koryt z umocnieniem betonowym | 2,4 | |

Napełnianie rurociągu wodą powinno być w zasadzie dokonywane specjalnym rurociągiem pomocniczym o niewielkiej średnicy, obchodzącym zamknięcia na wlocie do rurociągu (dotyczy to rurociągów o wysokich spadach). Rurociągi na niskie i średnie spady można napełniać przez otwarcie głównego zamknięcia na wlocie, jednakże tylko przy małym, określonym w instrukcji szczegółowej otwarciu, które należy utrzymywać do całkowitego napełnienia rurociągu. Jeżeli przy napełnianiu rurociągu tworzą się poduszki powietrzne dające wsteczne wybicia wody, to należy zmniejszyć natężenie przepływu wody jakim jest rurociąg napełniany.

Wodę z rurociągu należy usunąć w taki sposób, aby nie powstało w nim podciśnienie. Toteż urządzenia napowietrzające rurociąg należy utrzymywać stale w stanie pełnej sprawności. Wszelkie wycieki wody z rurociągu należy możliwie szybko likwidować, a gdy to jest niemożliwe należy wodę z przewodów ująć i odprowadzić poza trasę rurociągu.

### 16J.4. Budynek

Rury ssące i płyty wypadowe powinny być eksploatowane w sposób zapewniający spokojny wypływ wody z turbin Utrzymanie dna przed i poniżej elektrowni polega na okresowym badaniu, a ewentualne uszkodzenia - na bieżącym naprawianiu.

System drenażowy i odwadniający teren przyległy do budynku elektrowni oraz pomieszczenia znajdujące się poniżej poziomu wody powinny być utrzymane w stanie pełnej sprawności technicznej.

### 163.5. Drenaż i studnie odwadniające

Drenaż i studnie odwadniające oraz przewody zbiorcze i rowy do odprowadzania wody filtrującej i drenażowej powinny być utrzymane stale w dobrym stanie technicznym. Należy prowadzić obserwację czystości wody filtrującej z drenażu. W przypadku stwierdzenia w wodzie cząstek iłu, gliny lub piasku, należy przeprowadzić badania i ujawnić przyczyny wynoszenia gruntu. Uszkodzenia drenażu należy naprawiać w krótkim czasie.

Studnie przelotowe i zbiorcze drenażu należy raz w roku oczyścić oraz sprawdzić drożność odcinków między studniami. W przypadku stwierdzenia uszkodzeń należy niezwłocznie je usunąć.

Drenaż powierzchniowy należy raz w roku oczyścić z osadu i zarastającej roślinności.

Drenaż podziemny powinien być stale przykryty warstwą gruntu o odpowiedniej grubości w celu zabezpieczenia przed zamarzaniem i zarastaniem przez korzenie roślinności.

### 163.6. Urządzenia mechaniczne budowli wodnych

Urządzenia mechaniczne budowli wodnych powinny być utrzymane w stałej sprawności technicznej zgodnie z wymogami zawartymi w szczegółowej instrukcji eksploatacji. Urządzenia związane z przepuszczaniem wód należy utrzymywać w stałej gotowości do uruchomienia upustów i przelewów. Każde zamknięcie wodne należy zabezpieczyć w taki sposób, aby nie było możliwości jego uruchomienia przez osoby niepowołane.

K-raty na ujęciach wody i na wlotach Ao turbin *W^ITj* utrzymywać w stanie czystym, nieobrośnięte przez organizmy żywe. Zanieczyszczone kraty powodują znaczne straty hydrauliczne, a w konsekwencji zmniejszenie mocy i produkcji energii elektrycznej.

### 16.3.7. Okresowe przeglądy budowli wodnych

Na budowlach wodnych należy przeprowadzać następujące przeglądy okresowe:

a) szczegółowe przeglądy komisyjne co 3 lata dla budowli piętrzących wodę powyżej 5 m, oraz co 4 lata dla budowli piętrzących wodę poniżej 5 m;

b) przeglądy okresowe należy przeprowadzać dwa razy w roku:
wiosną - po przejściu wód wiosennych, jesienią - przed okresem zimowym;

c) przeglądy awaryjne i poawaryjne.

### 16.3.8. Zabiegi konserwacyjne przy budowlach wodnych i ich wyposażeniu

K-onserwacja budowli wodnych obejmuje:
a) w zakresie konstrukcji betonowych:
- usuwanie porostów z betonów co najmniej raz w roku,
- wykonywanie w okresie letnim drobnych napraw ubytków powstałych wskutek korozji betonów,
- uzupełnianie w miarę potrzeby masy uszczelniającej dylatacje;
b) w zakresie konstrukcji stalowych:
- malowanie metalowych elementów wodoodporną farbą antykorozyjną w zależności od stanu powłoki ochronnej,
- uzupełnianie i naprawianie na bieżąco uszkodzeń w ogrodzeniach, balustradach i zamknięciach włazów;
c) w zakresie budowli ziemnych:
- usuwanie dwa razy w roku roślinności i krzaków mogących ujemnie oddziaływać na szczelność ekranów i gruntów spoistych,
- uzupełnianie na bieżąco ubytków mas ziemnych,
- koszenie dwa razy w roku trawy na skarpach,
- utrzymywanie porządku i czystości.

### 163.9. Zasady eksploatacji budowli wodnych w warunkach zimowych

Budowle hydrotechniczne i ich wyposażenie należy przygotować do warunków zimowych (wystąpienia mrozu i zjawisk lodowych) już w okresie jesiennym.

Należy do reguły, że wszystkie zamknięcia wodne muszą być w każdej porze roku gotowe do uruchomienia, toteż nie wolno dopuścić do ich oblodzenia i przymarznięcia do prowadnic. Występujące oblodzenie należy natychmiast usuwać za pomocą stalowych dłut osadzonych na odpowiedniej długości drążkach, przez posypanie solą lub ogrzewanie otwartym płomieniem.

Kraty na ujęciach wody i wlotach do turbin należy utrzymywać w stanie nieoblodzonym, wolnym od śryżu i kry. W przypadku znacznego zmniejszenia się prześwitu krat na skutek wystąpienia zjawisk lodowych należy zmniejszyć lub całkowicie zamknąć przepływ wody aż do ponownego uzyskania pełnej drożności krat.

Podczas mrozu należy dążyć do utworzenia się pokrywy lodowej na zbiornikach i kanałach dopływowych. Stała pokrywa lodowa nie powoduje komplikacji ruchowych, zapobiega natomiast powstawaniu śryżu i lodu dennego. Szczegółowa instrukcja eksploatacji powinna określać zasady obsługi obiektów w warunkach zimowych.

### 16.4. Wytyczne do remontów budowli wodnych

Jednym z podstawowych warunków utrzymania budowli wodnych w należytym stanie technicznym jest - poza poprawną ich eskpioatacją - właściwie prowadzona gospodarka remontowa. Zakres remontów powinien być ustalony na podstawie:

a) usterek zauważonych podczas pracy obiektu,
b) protokołów z przeglądów okresowych,
c) danych o liczbie godzin lub lat pracy od ostatniego remontu,
d) wyników badań i ekspertyz dotyczących stanu technicznego obiektu.

W zależności od zakresu robót niezbędnych do wykonania będzie to remont średni lub kapitalny, przy czym cykle remontów kapitalnych budowli wodnych przedstawiają się następująco:

- zapory i jazy **betonowe** 16 lat
- zapory ziemne 10 lat
- budowle ujędowe i upustowe 10-12 lat
**-kanały** 10-12 lat
- sztolnie 12-16 lat
- rurociągi 8-10 lat
- kraty 10 lat
- część hydrauliczno-budowlana elektrowni 10-12 lat
- zamknięcie wodne 4-6 lat
- urządzenia geodezyjne i aparatura pomiarowa 6-8 lat

Są to wartości średnie, wynikające z wieloletnich doświadczeń. Dla danego obiektu mogą one odbiegać od wyżej podanych, zarówno w kierunku wydłużenia, jak i skrócenia cyklu remontowego. Ostateczny zakres remontu oraz termin jego przeprowadzenia należy ustalić na podstawie oględzin, pomiarów i badań stanu technicznego poszczególnych budowli.

### 16.5. Wytyczne do eksploatacji turbin

Turbiny wodne wyremontowane lub nowoinstalowane w małych elektrowniach wodnych wymagają - niezależnie od typu - podobnych czynności w zakresie obsługi ruchowej i podobnych zabiegów konserwacyjno-remontowych.

Granicami turbiny są: wlot do komory turbinowej lub spirali turbinowej, wylot z rury ssącej, sprzęgło wału turbiny z wałem generatora (w przypadku połączenia bezpośredniego). Do turbiny zalicza się ponadto regulator obrotów oraz przekładnię między wałem turbiny a generatorem.

Uruchomienie turbiny wodnej może nastąpić po stwierdzeniu że:

a) zakończono wszelkie prace remontowe lub konserwacyjne,
b) sprawne są wszelkie podzespoły i elementy,
c) ludzie zostali wyprowadzeni z przestrzeni, które będą zalane wodą, pomosty pomocnicze zostały zdemontowane, osłony i barierki ochronne zostały zamontowane,
d) rurociąg roboczy, spirala lub komora turbiny zostały napełnione wodą,
e) układ smarowniczy został napełniony olejem lub towotem, l) ciśnienie w komorze ciśnieniowej regulatora jest odpowiednie.

Uruchomienie turbiny powinno przebiegać w sposób łagodny, bez drgań i stuków.

Podczas pracy turbozespołu należy kontrolować:

a) prawidłowość działania obiegów olejowych i wodnych chłodzenia,
b) stan temperatury łożysk,
c) czy nie słychać stukania lub nadmiernych drgań w turbinie,
d) czy na powierzchni dolnej wody przy wylocie nie ukazują się anormalne ilości powietrza lub plamy olejowe sygnalizujące o wyciekach z łożysk,
e) czy stan napędów pasowych jest pod względem naprężenia prawidłowy.

Turbina powinna być natychmiast wyłączona z ruchu w przypadku:

a) przekroczenia dopuszczalnej temperatury łożysk lub trwałego zaniku przepływu oleju smarowniczego,
b) zerwania się napędu pasowego pomp olejowych,
c) pojawienia się ciągłych stuków lub silnych drgań w turbinie,
d) zagrożenia życia ludzkiego lub niebezpieczeństwa pożarowego.

Ponowne uruchomienie turbiny może nastąpić dopiero po wykryciu i usunięciu przyczyny zakłócenia pracy.

Postój turbiny należy wykorzystać do przeprowadzenia kontroli i konserwacji, a przede wszystkim do usunięcia wszelkiego rodzaju przecieków. Oleje zastosowane do regulatorów, turbin i łożysk przekładni obrotów powinny być zgodne z wytycznymi ich producentów, a które to wytyczne powinien zawierać projekt techniczny elektrowni lub szczegółowa instrukcja eksploatacji elektrowni. Niedopuszczalne jest dowolne mieszanie różnych gatunków olejów.

*Szczegółowe zasady prowadzenia ruchu danej turbiny powinna określać instrukcja eksploatacji.*

Należy zwracać szczególną uwagę, aby przekładnie pasowe pracowały przy odpowiednim naprężeniu zastosowanych pasów, zgodnie z wytycznymi ich producentów. W przypadku wystąpienia zjawiska poślizgu pasa (lub pasów) należy skontrolować wielkość naciągów lub zastosować odpowiednie - zalecane przez producenta
- pasy przeciwpoślizgowe.

### 16.6. Wytyczne do prac remontowych turbin

Plany przeprowadzenia prac remontowych należy opracować z odpowiednim wyprzedzeniem.

Czas między remontami kapitalnymi przy odpowiedniej eksploatacji i konserwacji urządzeń wynosi ok. 30 tysięcy maszynogodzin pracy turbiny. Po przepracowaniu tej liczby godzin należy wymienić lub regenerować następujące części turbiny:
- panewki głównych łożysk ślizgowych,

- osie łopatek kierowniczych,
- czopiki na łopatkach kierowniczych,
- czopiki na pierścieniu sterującym,
- łączniki układu kierownicy,
- dławice labiryntowe względnie węglowe na wale turbiny,
- sworznie i tuleje zewnętrznego układu sterującego,
- niektóre elementy regulatora obrotów.

Niewłaściwa eksploatacja i często niefachowe naprawy uszkodzonych elementów turbiny, szczególnie wirników, obniżają sprawność i skracają żywotność turbiny. Powodem są najczęściej szczególnie niekorzystne warunki pracy lub wadliwy sposób eksploatacji turbiny (zmiana wysokości spadu i ssania). W przypadku występowania kawitacji największemu zniszczeniu ulegają łopaty wirników i ściany komory wirnikowej. Powiększająca się szczelina między wirnikiem turbiny i korpusem oraz występująca tam chropowatość powoduje znaczne straty hydrauliczne.

### 16.7. Wytyczne do eksploatacji i konserwacji urządzeń elektrycznych elektrowni

Ogólne zasady eksploatacji urządzeń energetycznych podano w Zarządzeniu Ministra Górnictwa i Energetyki z dnia 18 lipca 1986 r. Zarządzenie to dotyczy również jednostek gospodarki nie uspołecznionej.

Eksploatację urządzeń elektrycznych należy prowadzić w sposób zapewniający właściwe i zgodne z przeznaczeniem wykorzystanie tych urządzeń, z zachowaniem bezpieczeństwa obsługi i otoczenia.

Prądnice synchroniczne i asynchroniczne powinny być eksploatowane zgodnie z instrukcją fabryczną, a gdy taka nie istnieje, wówczas warunki eksploatacji prądnic powinny być zawarte w szczegółowej instrukcji eksploatacji.

Stan techniczny urządzeń elektrycznych i ich zdolność do pracy powinna być kontrolowana i oceniana na podstawie przeprowadzanych okresowo oględzin i przeglądów.

Obsługa rozdzielni i tablic sterujących musi następować w sposób nie wymagający ich otwierania.

Jeżeli ruch urządzenia energetycznego zagraża bezpieczeństwu obsługi lub otoczenia, albo może spowodować zniszczenie tego urządzenia, należy urządzenie takie zatrzymać. Ponowne uruchomienie może nastąpić po wykryciu i usunięciu przyczyny zakłócenia pracy.

Przeprowadzanie przeglądów, konserwacji i remontów należy skoordynować z pracami tego typu na pozostałych podstawowych urządzeniach elektrowni.

### 16.8. Problematyka bezpieczeństwa i higieny pracy w małych elektrowniach wodnych

#### 16.8.1. Zasady ogólne

Każdy zakład pracy jest zobowiązany zapewnić pracownikom bezpieczne i higieniczne warunki pracy, obowiązkiem pracownika natomiast jest przestrzeganie zasad i przepisów bezpiecznej pracy.

Do prac szczególnie niebezpiecznych przy urządzeniach hydrotechnicznych zalicza się prace:
- w rurociągach, sztolniach i komorach, które dla ich przeprowadzenia trzeba odwodnić,
- wykonane przy użyciu jednostek pływających,
- wykonane pod wodą (wszystkie prace),
- na wysokościach powyżej 5 m i wąskich wykopach o głębokości powyżej 1,5 m,
- przy i na zamknięciach wodnych.

Wykonując wyżej wymienione prace, należy:
- dobrze oświetlić miejsce pracy,
- stosować podwójne zamknięcia odcinające dopływ wody do rurociągów lub komór turbinowych,

- przy pracy na wysokości stosować pasy bezpieczeństwa oraz niezbędne rusztowania.

### 16.8.2. Zasady posługiwania się sprzętem pływającym

Sprzęt pływający musi być w bardzo dobrym stanie technicznym, mieć rejestrację w odpowiedniej jednostce administracji państwowej, a w widocznym miejscu wypisaną dopuszczalną liczbę osób, jaką może zabrać na pokład lub maksymalny ciężar ładunku.

Sprzęt pływający do przewozu osób musi być wyposażony w kamizelki ratunkowe, w liczbie równej dopuszczalnej liczbie przewożonych osób.

Przy pracach wykonywanych ze sprzętu pływającego pracownicy muszą być wyposażeni w kamizelki ratunkowe, a na sprzęcie powinny znajdować się co najmniej dwa koła ratunkowe z linką odpowiedniej długości.

### 16.8.3. Podstawowe zasady bezpiecznej pracy przy urządzeniach mechanicznych

Uruchomienie turbiny jest zabronione wówczas, gdy są zdemontowane barierki, osłony ochronne oraz tablice ostrzegawcze.

Konserwacja ruchomych elementów turbiny w czasie jej pracy jest zabroniona.

Narzędzia i lampy elektryczne przenośne używane do prac konserwacyjnych i remontowych turbiny i rurociągów stalowych oraz w komorach turbinowych powinny być na napięcie nie wyższe niż 24 V.

Napędy zamknięć odcinających dopływ wody do turbiny w czasie gdy urządzenie jest odstawione do przeprowadzenia tam prac konserwacyjno-remontowych powinny być zabezpieczone (w sposób pewny) przed ich uruchomieniem.Osoby, którym powierza się bezpośrednią obsługę urządzeń elektrycznych powinny mieć zaświadczenie kwalifikacyjne wydane na podstawie sprawdzenia kwalifikacji przez komisję egzaminacyjną.

Program egzaminu obejmuje przepisy i instrukcje obowiązujące na danym stanowisku pracy **ze** szczególnym uwzględnieniem przepisów bezpieczeństwa i higieny pracy, ochrony przeciwpożarowej **oraz** ratowania przy porażeniach prądem elektrycznym.

**Literatura do rozdziału 16**

16.1. Hofimann M_ *Badania i pomiary z dziedziny hydroteckniki dla potrzeb gospodarki energetycznej.* Energetyka. 1963. Nr 6. J
16.2. Hoffmann M.: *Warunki bezpieczeństwa pracy przy budowlach i urządzeniach hydrotechnicznych.* Gospodarka wodna. 1971. Nr 10/11. 16.3. Michałowski S.: *Eksploatacja elektrowni wodnych.* Warszawa, PWN 1955.

# 17

# Zagadnienia ekonomiczne

### 17.1 Wprowadzenie

Zdajemy sobie z tego sprawę, że obecnie - to jest w okresie opracowywania niniejszego poradnika - mijałoby się z celem podawanie jakichkolwiek kosztów - inwestycyjnych czy też eksploatacyjnych. Ich wartości bezwzględne zmieniają się bowiem bardzo szybko i trudno jest przewidzieć kiedy nastąpi w tym względzie stabilizacja. Dlatego podajemy poniżej *zasady rachunku ekonomicznego,* jaki obowiązuje w nowych układach gospodarczych naszego kraju, to jest w gospodarce wolnorynkowej. Należy tu jednak podkreślić, że w większości krajów rozwiniętych gospodarka energetyczna (a szczególnie elektroenergetyczna) rządzi się tylko częściowo prawami rynku gdyż siłą faktu musi być poddana w pewnym zakresie ingerencji państwa, czy to z powodów społecznych, czy z uwagi na problemy związane z ochroną środowiska naturalnego, a także z uwagi na bilans płatniczy kraju w odniesieniu do wymiany międzynarodowej nośników energetycznych. Z punktu widzenia małej energetyki (zresztą także i innych źródeł energii odnawialnej) powyższa ingerencja dotyczyć musi problemu stworzenia warunków do stymulacji ich rozwoju, w tym przede wszystkim sprawy taryf na energię elektryczną sprzedawaną do sieci rozdzielczej przedsiębiorstw elektryfikacyjnych, które zapewniają opłacalność produkcji MEW. Skompensowanie podwyższonych opłat za energię sprzedawaną przez MEW do sieci rozdzielczej powinno być dokonane z funduszy centralnych i następować na poziomie organizacji, która skupuje energię od MEW. Wydaje się w pełni uzasadnionym, aby na powyższe cele wykorzystywać, m.in. fundusze tworzone z opłat karnych za zanieczyszczanie atmosfery i wód przez inne źródła energetyczne będące uciążliwymi dla środowiska naturalnego lub z budżetu państwa. Należy bowiem pamiętać, że każda megawatogodzina (MW • h) wyprodukowana przez MEW zmniejsza obciążenie środowiska o 15 kg SO^ i 7 kg NO^ a także nie jest wyprodukowanych 150 kg popiołów lotnych. Innymi słowy właściciele MEW mają pełne prawo do uzyskania odpowiedniego *ekwiwalentu za swą działalność proekologiczną.*

### 17.2. Co wpływa na opłacalność produkcji w małej elektrowni wodnej

Generalnie można powiedzieć, że opłacalną dla właściciela produkcją energii elektrycznej w MEW jest taka, przy której suma rocznych wpływów jest równa lub większa od sumy wszystkich kosztów rocznych związanych z prowadzeniem danej MEW, powiększonych o pewien założony przez właściciela czysty zysk. I tu na wstępie tych rozważań należy przypomnieć, że od wielkości rzeczywiście uzyskanego czystego zysku w danym roku właściciel będzie płacił odpowiedni podatek dochodowy.

A teraz określimy, co zalicza się do całkowitych kosztów rocznych związanych z prowadzeniem MEW, przy czym poniższe informacje odpowiadają wymaganiom władz podatkowych według stanu z lipca 1990 r.

*Koszty kapitałowe (K^* - występują tylko w przypadku zaciągnięcia kredytów na budowę analizowanej MEW i stanowią roczne wydatki na oprocentowanie zaciągniętych kredytów wraz z tzw. kosztami pozyskania kredytu, jak np. opłaty bankowe, opłaty notarialne itp. Należy tu podkreślić, że kwoty spłat kredytu nie są zaliczane do kosztów.

*Koszty osobowe (K,)* - stanowią sumę kosztów związanych z zatrudnionym przy eksploatacji elektrowni stałym personelem wraz z kosztami jego ubezpieczenia i podatkiem od jego wynagrodzenia oraz

personelem zatrudnionym dorywczo, np. jesienią do czyszczenia krat z intensywnie napływających liści, usuwaniem oblodzenia zasuw w zimie i innymi okresowymi pracami.

Koszty odpisów *amortyzacyjnych* [K„), jakie wlaŚCidd obiektu musi corocznie odpisywać od wartości swoich budynków, budowli (hydrotechnicznych), oraz urządzeń mechanicznych i elektrycznych i kwoty te gromadzić, aby po zakończeniu żywotności tych elementów majątku trwałego mieć odpowiedni kapitał na ich odtworzenie. Ponieważ odpisy amortyzacyjne stanowią poważny składnik kosztów, od których w efekcie zależeć będzie czysty zysk, a od wielkości którego obliczony zostanie **przez** władze fiskalne podatek dochodowy, dlatego wielkość i sposób dokonywania odpisów amortyzacyjnych regulują odpowiednie przepisy. W celu ujednolicenia w skali całego kraju podziału majątku trwałego na odpowiednie grupy, podgrupy i rodzaje (do których są następnie przypisane odpowiednie wielkości rocznych procentowych odpisów amortyzacyjnych) została opracowana i wydana przez Główny Urząd Statystyczny *Klasyfikacja rodzajowa środków trwałych* (Warszawa 1991 r.).

Sposób, w jaki należy określić wielkość majątku trwałego dla podatników obowiązanych do prowadzenia ksiąg handlowych określają odpowiednie przepisy [17.1], w których są podane także wartości stawek amortyzacyjnych. Natomiast dla podatników podatku dochodowego, którzy nie są obowiązani do prowadzenia ksiąg handlowych - a do tych zaliczają się prawie wszyscy właściciele MEW - sprawy zasad ustalania wartości początkowej i ewidencjonowania środków trwałych reguluje rozporządzenie ministra finansów [17.2]. W tym miejscu zwraca się uwagę na przepis zawarty w powyższym rozporządzeniu, który nakazuje *założenie ewidencji środków trwałych,* aby odpisy na zużycie środków trwałych mogły być uznane przez władze podatkowe za koszty uzyskania przychodów.

K-olejną pozycję kosztów stanowią *koszty konserwacji i remontów* - (K,), przy czym należy pamiętać, że do kosztów uzyskania przychodów są zaliczane wszelkie koszty związane *i* remontami, bez względu na ich zakres (remont bieżący, średni, kapitalny). Jednakże są one potrącalne tylko w tym roku podatkowym, w którym zostały poniesione.

Następną grupę kosztów tworzą wydatki na *koszty transportowe* - (K(), i to zarówno związane z dojazdami do obiektu, jak i transportem materiałów odwózką śmieci (np. liście i wodorosty zdjęte z krat) i odpadów itp.

*Koszty materiałów ruchowych (K* J - stanowią wszelkie pomocnicze materiały związane z eksploatacją obiektu, jak smary, czyściwo, ubranie ochronne, materiały biurowe itp.

*Koszty oplot (Ky).* Na te koszty składają się wydatki związane z wszelkimi opłatami dzierżawnymi, opłaty telefoniczne, ubezpieczenia od ognia, szkód losowych, odpowiedzialności cywilnej itp.

Reasumując, kosztami uzyskania przychodów są wszelkie koszty poniesione w danym roku podatkowym.

Z kolei przypatrzmy się drugiej stronie bilansu finansowego analizowanej elektrowni wodnej, czyli stronie przychodów. Otóż przychody z produkcji MEW mogą być trojakiego rodzaju, a mianowicie:

1) ze sprzedanej energii elektrycznej do sieci rozdzielczej przedsiębiorstwa elektryfikacyj nego;

2) ze sprzedaży energii do najbliższych sąsiadów;

3) ze sprzedaży energii elektrycznej do oddalonego odbiorcy przy wykorzystaniu pośrednictwa sieci energetyki zawodowej.

Rozwiązania wg pkt 2) i 3) nie mają jeszcze uregulowań prawnych - są one w trakcie rozpatrywania.

Najważniejszym problemem, który musi być rozwiązany w najbliższym czasie i to jeszcze w trakcie przeobrażeń organizacyjnych całej krajowej elektroenergetyki, jest sprawa stworzenia odpowiednio skonstruowanej taryfy na energię elektryczną sprzedawaną **z MEW** do sieci przedsiębiorstw elektryfikacyjnych i to takiej taryfy, która zagwarantuje opłacalność produkcji energii elektrycznej w MEW. Uzgodnienie tej taryfy powinno być wynegocjowane z jednej strony przez organizacje reprezentujące właścicieli MEW, a więc przez Towarzystwo Rozwoju Małych Elektrowni Wodnych, a z drugiej strony przez Ministerstwo Przemysłu i Handlu oraz Ochrony Środowiska. Wydaje się, że tylko w takim układzie będzie można dokonać rekompensaty ceny energii dla MEW - które są najbardziej przyjaznymi dla środowiska naturalnego źródłami energii i to odtwarzalnej - kosztem źródeł energii, które obciążają środowisko naturalne. Należałoby jednakże przewidzieć pewną opłatę dla przedsiębiorstw elektryfikacyjnych, nazwijmy to *za obsługę dostawcy* owiązaną z wystawieniem faktur, legalizacją liczników itp.

## 17.3. Wstępna kalkulacja ekonomiczna i kredyt

Przystępując do budowy MEW, należy przeprowadzić wstępną kalkulację ekonomicznej opłacalności całego przedsięwzięcia, której celem jest przybliżone określenie jednostkowego kosztu wytwarzania, czyli kosztu wytwarzania l kW • h wraz z założonym zyskiem i to dla przeciętnego roku hydrologicznego. Koszt ten określa się ze wzoru

$$k = \frac{\Sigma K + Z}{A}, \quad \text{zł/(kW} \cdot \text{h)}$$

**gdzie: $k$ – koszt jednostkowy wytwarzania, $\Sigma K$ – suma wszystkich kosztów rocznych, $Z$ – założony zysk, $A$ – produkcja roczna elektrowni w średnim roku hydrologicznym.**

Powyższy, obliczony z pewnym przybliżeniem jednostkowy koszt wytwarzania powinien być niższy od ceny l kW • h przy jakiej przedsiębiorstwo elektryfikacyjne będzie zakupywało energię elektryczną z danej MEW.

Naturalnie najtrudniejszą sprawą będzie określenie niezbędnych nakładów inwestycyjnych. Powinny one wyniknąć z kosztorysu wykonanego przez doświadczonych kosztorysowców, którzy muszą mieć podane dla każdej budowli oraz grup urządzeń mechanicznych i elektrycznych, sposób ich wykonania przez firmy czy przez drobnych rzemieślników, czy też we własnym zakresie inwestora (a najlepiej podanych imiennie wykonawców, z którymi będą przeprowadzone uzgodnienia cenowe). Kosztorys będzie tym dokładniejszy, im będzie dokładniejszy projekt techniczny. Należy tu podkreślić, że posiadanie kosztorysu będzie bardzo pomocne przy staraniach o kredyt oraz przy ubezpieczeniu obiektu. Drugim poważnym problemem ekonomicznym jest sprawa decyzji odnośnie zaciągnięcia kredytu bankowego, jego wielkości (w stosunku do całkowitych nakładów inwestycyjnych) i okresu spłat. Obecnie można już wybierać bank kredytujący - dlatego należy rozeznać warunki na jakich poszczególne banki udzielają kredytu i wybrać najdogodniejszy.
Bardzo ważna jest w tych warunkach forma zabezpieczenia zwrotności zaciągniętego kredytu wymagana przez poszczególne banki;
najdogodniejsza to cesja wpływów od przedsiębiorstwa elektryfikacyjnego i zabezpieczenie hipoteczne (o ile obiekt jest własnością, a nie dzierżawiony).

Na zakończenie tych informacji ekonomicznych należy pamiętano zasadzie wypływającej z przedstawionego powyżej wzoru na koszt wytwarzania, mianowicie - opłacalność prowadzenia eksploatacji każdej MEW będzie tym większa, im intensywniej będziemy zmniejszać koszty eksploatacji (co jednakże nie jest łatwe, jeśli nie chcemy zmniejszyć dyspozycyjności i długowieczności urządzeń) lub im większą będzie produkcja roczna, co głównie można osiągnąć przez pracę przy najwyższym spadzie użytecznym (minimalne straty hydrauliczne) oraz przez wyeliminowanie strat wody, np. przez uszczelnienie zamknięć jazowych itp. W celu kontroli poprawnej - z punktu widzenia ekonomicznego - pracy elektrowni należy prowadzić możliwie dokładny raport ruchu oraz rejestrację wszystkich kosztów.

**Literatura do rozdziału 17**

17.1 Rozporządzenie Rady Ministrów z dnia 19.12.1989 r. w sprawie uznawania składników majątkowych za środki trwałe oraz wartości niematerialne i prawne, zasad i stawek ich amortyzacji oraz zasad aktualizacji wyceny środków trwałych. Dziennik Ustaw Nr 72/89, póz. 422.

17.2. Rozporządzenie Ministra Finansów z dnia 28.02.1990 r. w sprawie zasad ustalania wartości początkowej i ewidencjonowania środków trwałych oraz wartości niematerialnych i prawnych przez podatników podatku dochodowego nie obowiązanych do prowadzenia ksiąg handlowych. Dziennik Ustaw nr 18/90, póz. 106.

# 18

# Ogólne wytyczne w sprawie postępowania przy realizacji małej elektrowni wodnej oraz przekazania jej do eksploatacji

### 18.1. Tok postępowania przy realizacji MEW

Realizacja MEW wymaga od każdego kto ją podejmie następującego toku działań:

A. Jeżeli nie posiada się własnego obiektu, ani nie ma się obiektu upatrzonego, należy zwrócić się do Urzędu Wojewódzkiego na terenie którego zamierza się uruchomić MEW z prośbą o podanie lokalizacji, w których znajdują się urządzenia piętrzące wodę zdatne do wykorzystania przez **MEW.**

B. Należy przeprowadzić wstępne rozmowy z właścicielem budowli piętrzących lub kompletnej siłowni wodnej (siłownia wodna jest to zakład, w którym silnik wodny - w postaci koła wodnego lub turbin - napędza bezpośrednio urządzenia wytwórcze, np. walce młyńskie, traki itp.), czy wyraża zgodę na ich przejęcie lub wydzierżawienie w celu zrealizowania MEW. W przypadku pozytywnym należy spisać wstępne porozumienie.

C. Wystąpić na piśmie do Urzędu Wojewódzkiego (Wydział Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej) z zapytaniem, czy obiekt zainteresowania miał pozwolenie wodnoprawne oraz czy nie ma przeszkód w staraniu się o pozwolenie wodnoprawne na szczególne korzystanie z wody do celów energetycznych przy danym urządzeniu piętrzącym.

D. Po uzyskaniu na piśmie pozytywnych odpowiedzą na wystąpienia wg punktów B i C, należy dokonać aktu przejęcia lub zakupu obiektu, lub spisać umowę dzierżawną długoterminową (przynajmniej na 20-30 lat), w miarę możliwości przygotowaną przez prawnika.

E. Przed przystąpieniem do prac projektowych i opracowania operatu wodnego do wystąpienia o udzielenie pozwolenia wodnopraw-nego należy zgromadzić całą dostępną dokumentację techniczną danego obiektu wodnego - a w szczególności pierwotne pozwolenie wodno-prawne wraz z operatem wodnym - odpowiednich odrysów z ksiąg hipotecznych itp. oraz wykonać rysunki inwentaryzacyjne wszystkich budowli wodnych i budynków, które będą wykorzystywane dla przyszłej **MEW.** Bardzo ważnym jest dokonanie sondowań dna akwenów bezpośrednio przyległych do budowli piętrzących wodę i budynku siłowni w celu wykrycia ewentualnych podmyć budowli wodnych, jak i ewentualnego ich zamulenia. Powyższe zjawiska należy nanieść na odpowiednie rysunki, które będą udostępnione projektantom nowego obiektu.

F. Wystąpić do Zakładu Energetycznego o warunki techniczne przyłączenia MEW do sieci.

G. Mając zebrane materiały i podkłady projektowe omówione w punkcie E i F, należy zlecić odpowiednim specjalistom, obeznanym ze specyfiką obiektów wodnoenergetycznych, opracowanie projektu technicznego dla danej MEW, w którym zostaną określone:

- podstawowe parametry elektrowni, jak: spad, przełyk instalowany turbiny (lub turbin), moc instalowana i średnia produkcja roczna;
- dobór turbiny, generatora i ewentualnie przekładni łączącej generator z turbiną;
- projekt budynku elektrowni wraz z jej wyposażeniem mechanicz-no-elektrycznym;
- projekt remontu lub modernizacji budowli piętrzących i ich zamknięć wodnych wraz z napędami;

- wielkość nakładów finansowych z rozbiciem na budowle wodne związane z restytuowaniem piętrzenia (finansowane z Funduszu Gospodarki Wodnej) oraz na elektrownię.

H. Dokonać wstępnych uzgodnień z Urzędem Wojewódzkim odnośnie ewentualnego zakresu i warunków finansowania budowli wodnych z Funduszu Gospodarki Wodnej lub podobnych funduszy celowych.

I. Zlecenie opracowania operatu wodnoprawnego i wniosku o udzielenie pozwolenia wodnoprawnego.

J. Przeanalizować, który z banków będzie najdogodniejszym dla inwestora i wystąpić do niego z wnioskiem o udzielenie kredytu inwestycyjnego na realizację przedsięwzięcia.

K. Sfinalizować:
- uzyskanie pozwolenia wodnoprawnego;
- spisanie umowy z odbiorcą na dostawę energii elektrycznej z podaniem terminu rozpoczęcia produkcji (do tego czasu odbiorca musi wykonać przyłączenie do sieci rozdzielczej);
- wykonanie projektu technicznego;
- uzyskanie kredytów inwestycyjnych.

L. Zlecić i spisać umowy na wykonanie robót:
- hydrotechnicznych;
- budowlanych;
- mechanicznych wraz z rozruchem urządzeń;
- elektrycznych wraz z rozruchem urządzeń.

W umowach wprowadzić klauzulę odpowiedzialności wykonawcy za terminowość i jakość wykonanych robót.

Ł. Dokładnie rejestrować i zbierać wszystkie dokumenty związane z ponoszonymi nakładami finansowymi łącznie z kosztami transportu, delegacji, rozmów telefonicznych itp.

M. Rozruch turbozespołu i opracowanie instrukcji eksploatacji danej elektrowni powierzyć bardzo doświadczonemu specjaliście z dziedziny energetyki wodnej, lub zlecić go do ZPBE *Energopomiar,* Oddział w Gdańsku Oliwie.

### 18.2. Zlecenie opracowania projektu technicznego

W celu ułatwienia zlecenia projektu technicznego MEW przy istniejącym piętrzeniu wody, na końcu tego rozdziału przytoczono wzór *Zestawienia danych wyjściowych do opracowania projektu małej elektrowni wodnej przy istniejącym urządzeniu piętrzącym wodę,* (załącznik l).

W pewnych przypadkach może się okazać bardzo przydatnym opracowanie najpierw projektu wstępnego, zwanego też założeniami techniczno-ekonomicznymi. Takie rozwiązanie zaleca się dla obiektu większego (o mocy 1000 — 5000 kW), dla którego wykonanie pełnego projektu technicznego będzie kosztowne a z góry nie można przesądzić, czy spełnione będą wszystkie warunki realizacji i czy przedsięwzięcie będzie w pełni opłacalne.

### 18.3. Zagadnienia związane z przystąpieniem do eksploatacji nowouruchomionej MEW

W końcowej fazie robót inwestycyjnych należy dokonać wielu działań związanych z przyszłą eksploatacją, z których jedne są obligatoryjne, inne należy jedynie zalecić. Przede wszystkim należy pamiętać, że w przypadku gdy całkowita produkcja energii pochodząca z danej MEW ma służyć wyłącznie potrzebom energetycznym jej właściciela (czyli nie będzie nikomu odsprzedawana), wówczas nie wchodzi w rachubę problematyka podatkowa dla tej produkcji, a tym samym nie ma obowiązku zgłoszenia jej - i to przed uruchomieniem - do odpowiedniego terenowego Urzędu Skarbowego, jak i nie zachodzi potrzeba uzyskania pozwolenia na rozpoczęcie działalności gospodarczej do odpowiedniego organu administracji terenowej. Jeżeli zaś przewiduje się całkowite lub częściowe odsprzedawanie wyprodukowanej energii elektrycznej, należy dokonać obu ww czynności. Przy składaniu zgłoszenia do Urzędu Skarbowego o zamiarze rozpoczęcia omawianej tu działalności gospodarczej, należy upewnić się czy dla powyższej działalności nie przysługują jakieś

specjalne ulgi podatkowe, np. związane z działaniami inwestycyjnymi. *Produkcja energii jest obecnie zwolniona od płacenia podatku obrotowego.*

Drugą grupę zagadnień, którymi należy się zainteresować przed rozpoczęciem eksploatacji, są zagadnienia ubezpieczeniowe. Pierwsze z nich to ubezpieczenia społeczne względem zatrudnionego personelu jak i samego właściciela obiektu. Powyższe sprawy należy wyjaśnić w terenowym oddziale Zakładu Ubezpieczeń Społecznych i dokonać odpowiednich zgłoszeń. Drugą grupę problemów ubezpieczeniowych stanowią ubezpieczenia mienia: od pożaru, włamań, zniszczeń losowych (np. związanych z przejściem wielkich wód powodziowych) itp. oraz ubezpieczenia od odpowiedzialności cywilnej. W tej problematyce należy uzyskać informacje w Państwowym Zakładzie Ubezpieczeń lub innych przedsiębiorstwach ubezpieczeniowych i na tej podstawie podjąć decyzje co do zakresu zleconych ubezpieczeń.

Na zakończenie wszystkich zawartych w tym poradniku informacji, rad i wiadomości należy wymienić organizacje i instytucje, które służą pomocą wszystkim tym, którzy zamierzają przystąpić do budowy a następnie eksploatacji MEW oraz wspomnieć o organizacjach, które zrzeszają właścicieli MEW i są ich przedstawicielami.

W 1984 r. centralne władze energetyki zawodowej zorganizowały i utrzymują: Ośrodek Informacyjno-Konsultacyjny Małych Elektrowni Wodnych przy Zakładach Pomiarowo-Badawczych Energetyki *Energopomiar* w Gdańsku-Oliwie przy ul. Polanki 12 tel. 52-33-56. Ośrodek ten ma wykazy zinwentaryzowanych lokalizacji MEW przy istniejących oraz planowanych piętrzeniach wód, projekty typowe MEW w różnych wykonaniach oraz wszelkie dane dotyczące urządzeń dla MEW, które są dostępne w kraju. Poza tym Ośrodek ten dysponuje katalogami urządzeń dla MEW firm zagranicznych. Innymi słowy, Ośrodek Informacyjno-consultacyjny MEW w Gdańsku-Oliwie jest jedynym ośrodkiem w kraju, w którym można uzyskać pełen zakres informacji i poradnictwa w zakresie budowy i eksploatacji-MEW,

Organizacją, która zrzesza właścicieli MEW^ak i ich sympatyków jest Towarzystwo Rozwoju Małych Elektrowni Wodnyci z siedzibą w Gdańsku - Oliwie przy ul. Polanki, tel. 52-33-56.

Główne cele Towarzystwa to:

- działanie na rzecz wszechstronnego wykorzystania zasobów wodno-energetycznych mniejszych rzek jak i tworzenie uzupełniających źródeł zasilania w energię elektryczną z MEW będących najbardziej korzystnymi źródłami energii z punktu widzenia ochrony środowiska;
- reprezentowanie członków Towarzystwa, ich potrzeb i interesów wobec władz państwowych, gospodarczych i organizacji społecznych;
- ochrona interesów twórczych i uprawnień członków;
- podnoszenie kwalifikacji zawodowych oraz rozwijanie kultury technicznej członków;
- popularyzację w społeczeństwie zagadnień technicznych i ekonomicznych z dziedziny MEW.

Towarzystwo Rozwoju Małych Elektrowni Wodnych organizuje specjalne kursy dokształcające dla osób, które będą prowadzić eksploatację MEW oraz opracowuje i wydaje *Biuletyn Techniczny.*

Drugą organizacją, do której mogą należeć właściciele MEW, z których energia elektryczna jest odsprzedawana (to jest tych, którzy prowadzą działalność gospodarczą) jest Cech Rzemiosł Różnych, wchodzących w skład Związku Rzemiosła Polskiego.