

JANUSZ STELLER

Instytut Maszyn Przepływowych PAN
Gdańsk

Problemy rozwoju energetyki wodnej

Prezentowano podstawowe informacje dotyczące rozpoznanych zasobów źródeł energii pierwotnej w Polsce i na świecie. Biorąc pod uwagę szereg wskaźników ilościowych, a także cech jakościowych wskazano na wyjątkowe walory energetyki wodnej w porównaniu z innymi źródłami energii odnawialnej. Scharakteryzowano stan i perspektywy krajowej energetyki wodnej zwracając szczególną uwagę na poważne bariery ograniczające jej rozwój do modernizacji istniejących obiektów oraz budowy małych elektrowni wodnych – zwykle przy już istniejących piętrzeniach.

1 Źródła energii pierwotnej

Podstawowe informacje dotyczące światowych zasobów energetycznych, stanu i perspektyw rozwoju energetyki oraz jej wpływu na gospodarkę światową, sytuację społeczną i środowisko naturalne człowieka publikowane są w dokumentach wielu organizacji międzynarodowych, np. Organizacji Narodów Zjednoczonych (UNDP: UN Development Programme) [1], Światowej Rady Energetycznej (WEC: World Energy Council) [2], Międzynarodowej Agencji Energetycznej, Banku Światowego oraz niektórych organizacji rządowych, np. EIA (Energy Information Administration, Department of Energy, USA) [3,4]. Dostęp do wielu z tych dokumentów możliwy jest (częściowo w formie nieodpłatnej) w sieci *Internet*. Niektóre informacje publikowane są także w monografiach specjalistycznych oraz w materiałach krajowych i międzynarodowych konferencji energetycznych. Stan zasobów energetycznych według danych zawartych w ostatnim przeglądzie UNDP [1] i dotyczących roku 1998 przedstawiono w tabeli 1.

W przypadku nieodnawialnych źródeł energii, spośród zasobów całkowitych wyróżnia się rezerwy, tzn. rozpoznane zasoby nadające się do wydobycia przy istniejącym stanie techniki. Ich odpowiednikiem w przypadku źródeł odnawialnych jest tzw. potencjał techniczny. Część rezerw (potencjału technicznego) tworzy

tw. zasoby ekonomiczne – tzn. zasoby, których eksploatacja jest ekonomicznie uzasadniona.

Tabela 1

Światowe zasoby głównych nośników energetycznych, EJ (10^{18} J) [1]

Źródło energii	Zużycie w 1998 r.	Rezerwy/ potencjał techniczny	Zasoby całkowite/ potencjał teoretyczny
Paliwa organiczne i materiały rozszczepialne razem	360	161 000	575 000
Energetyka wodna	9	50	147
Źródła odnawialne razem	56	> 7 600	> 144 000 000

Tabela 2

Krajowe zasoby techniczne nieodnawialnych źródeł energii, oraz zużycie pochodzącej z nich energii pierwotnej i elektrycznej w roku 2000

Źródło energii	Zużycie roczne energii pierwotnej PJ [5]	Produkcja roczna energii elektrycznej TWh [6]	Zasoby techniczne EJ
Gaz ziemny ¹	360	0,5	40,7 [5]
Ropa naftowa ²	530	0,5	12,6 [5]
Węgiel kamienny	2 500	83,7	642,3 [7]
Węgiel brunatny	570	49,7	92,1 [7]
razem	3 960	133,8 ³	787,7

¹ Wg [5] wydobywalne zasoby gazu wynoszą 1100 km^3 . Wartość energetyczną podaną w tabelce uzyskuje się stosując za [1] równoważnik 37 MJ/m^3 . Według danych PGNiG z 1997 roku [8] udokumentowane źródła gazu są oceniane na 159 km^3 (w tym 10 km^3 w szelfie bałtyckim). Według cytowanej w [8] oceny Państwowego Instytutu Geologicznego w pokładach węgla kamiennego na terenie Górnośląskiego i Dolnośląskiego Zagłębia Węglowego znajdują się zasoby w ilości około 370 km^3 .

² Wartość energetyczną zasobów technicznych uzyskano mnożąc podaną w [5] wartość 300 mln ton przez stosowany w [1] równoważnik energetyczny 42 GJ/t .

³ Nie uwzględniono produkcji elektrowni przemysłowych ($7,2 \text{ TWh}$).

Ocena zasobów nieodnawialnych źródeł energii (tabela 1, 2) związana jest z ich identyfikacją i ulega ciągłej weryfikacji. Dotyczy to zwłaszcza złóż ropy naftowej i gazu ziemnego. Z kolei ocena rezerw i zasobów ekonomicznych wszystkich nośników ściśle zależy od stanu rozwoju techniki i prowadzonej polityki gospodarczej. Przykładem pojawiających się rozbieżności może być spór, jaki rozgorzał

wokół oceny krajowych zasobów energii odnawialnej w związku z ogłoszonym w roku 2000 dokumentem rządowym pn. *Strategia rozwoju energetyki odnawialnej w Polsce do roku 2010* [9]. Rozbieżności te (tabela 3) dotyczą głównie zasobów energii geotermalnej i wynikają zapewne zarówno z różnej metodyki szacowania, jak i z niejednoznacznych kryteriów rozróżniania zasobów całkowitych (teoretycznych), technicznych i ekonomicznych.

Tabela 3

Krajowy potencjał techniczny odnawialnych źródeł energii, PJ/rok

Źródło energii	Zużycie w 2000 r.	J.Zimny [5]	Strategia rozwoju ... [9]	J.Hauf [10]
Biomasa ¹	100,14	407	895	810
Biogaz	0,45			
Bioetanol	2,12			
Elektrownie wodne małe (< 5MW)	7,56	43	43	30
średnie i wielkie	2,21			
	5,35			
Energia geotermalna ²	0,12	625 000	200	ca. 200
Elektrownie wiatrowe	0,02	140	36	45
Energia słoneczna	0,02	280	1340	370
Razem	108 ³	625 870	2514	ca. 1414

¹ Dane szacunkowe dotyczące produkcji podano wg [11]. Udokumentowane dane GUS, dotyczące sprzedaży energii z biomasy obejmują tylko 12,1 PJ [7].

² Jeszcze inne dane dotyczące zasobów energii geotermalnej podaje J.Gutkowski (GUS, [7]), wskazując, że zasoby udokumentowane wynoszą 257 EJ, zaś wydobywalne: 77 EJ.

³ Udokumentowane dane GUS, dotyczące sprzedaży energii odnawialnej obejmują tylko 32 PJ. Zużycie na potrzeby własne J. Gutkowski [7] szacuje na 45 PJ, wskazując, że znane mu są również szacowania w zakresie od 27 do 50 PJ.

Najmniejsze wątpliwości dotyczą energetyki wodnej, dla której od dawna znany jest potencjał teoretyczny ($23 \div 25$ TWh/a), a oceny potencjału technicznego niewiele się różnią między sobą i wskazują zwykle na wartość 12 TWh/a (tabela 4). Niektórzy autorzy [15] wskazują, że wartość tę należy powiększyć o potencjał $1,6 \div 1,7$ TWh/a, możliwy do zagospodarowania tylko przez małe elektrownie wodne, ale szacowanie to wydaje się mocno zawyżone. Ocena potencjału ekonomicznego jest trudna, gdyż w Polsce obiekty klasycznej energetyki wodnej pełnią wielorakie funkcje i w wielu przypadkach powinny być współfinansowane przez organy administracyjne odpowiedzialne za gospodarkę wodną i infrastrukturę drogową kraju. W świetle znanych projektów zagospodarowania energetycznego

Tabela 4

Krajowy potencjał techniczny energetyki wodnej, GWh/rok [12]

Lp.	System wodny	Potencjał	Lp.	System wodny	Potencjał
1	Wisła z dorzeczem	9270	27	Odra z dorzeczem	2400
2	Wisła	6177	28	Odra	1273
3	Wisła górna	518	29	Odra górna	429
4	Wisła środkowa	1067	30	Odra środkowa	596
5	Wisła dolna	4592	31	Odra dolna	248
6	Dopływy lewobrzeżne	513	32	Dopływy lewobrzeżne	619
7	Nida	38	33	Nysa Kłodzka	134
8	Pilica	170	34	Bóbr	320
9	Bzura	33	35	Kwisa	45
10	Brda	119	36	Nysa Łużycka	76
11	Wda	64	37	Pozostałe	44
12	Wierzyca	39	38	Dopływy prawobrzeżne	507
13	Pozostałe	50	39	Warta	351
14	Dopływy prawobrzeżne	2580	40	Gwda	43
15	Soła	90	41	Drawa	43
16	Skawa	66	42	Pozostałe	70
17	Raba	64	43	Rzeki przymorza	280
18	Dunajec	814	44	Rega	30
19	Wisłoka	126	45	Parsęta	29
20	San	714	46	Słupia	40
21	Wisłok	74	47	Pasłęka	40
22	Wieprz	66	48	Łyna	66
23	Bug	309	49	Pozostałe	75
24	Narew	179	50	RAZEM (poz. 1+27+43)	11950
25	Drwęca	60			
26	Inne małe rzeki	–			

polskich rzek, wskazywana niekiedy [14] wartość 8,5 TWh/a może być wyraźnie zaniżona. Całkowitym nieporozumieniem jest natomiast spotykane często założenie, że cały potencjał ekonomiczny może i powinien zostać zagospodarowany przez małe elektrownie wodne. Należy przy tym zwrócić uwagę, że określenie „mała elektrownia wodna” jest niejednoznaczne. W Unii Europejskiej terminem tym określa się elektrownie o mocy do 10 MW. W Polsce granica ta wynosi

wciąż 5 MW, a w dokumencie [9] obniżono ją nawet do 500 kW. Obserwowane wśród licznych przedstawicieli środowisk opiniotwórczych wyłączenie elektrowni wodnych wielkiej i średniej mocy z analiz i planów rozwoju energetyki odnawialnej nie ma żadnego uzasadnienia merytorycznego, jest praktyką nie spotykaną w dokumentach organizacji międzynarodowych i agencji rządowych innych krajów oraz może prowadzić do błędnych decyzji o znaczeniu strategicznym.

Zarówno rozmieszczenie, jak i wykorzystanie światowych zasobów energetycznych, są bardzo zróżnicowane. Ilustracją tego stanu rzeczy w odniesieniu do zasobów hydroenergetycznych jest tabela 5. W tablicy tej wskazano dane dotyczące poszczególnych kontynentów, jak i wybranych krajów o szczególnie dużym potencjale hydroenergetycznym lub wysokiej produkcji energii elektrycznej pochodzącej z tego źródła. W przypadku Europy wskazano również dane dotyczące Polski. Dane dotyczące zasobów sporządzono na podstawie raportu WEC z roku 2001 [2], dane dotyczące zainstalowanego potencjału i produkcji – na podstawie danych EIA z roku 2001 [3]. W przypadkach wątpliwych korzystano również z innych źródeł. Oceny potencjału ekonomicznego nie są jednoznaczne z uwagi na brak danych od niektórych członków WEC. Według [1] całkowity ekonomiczny potencjał hydroenergetyczny świata jest zbliżony do 8100 TWh/a, skąd wynika, że jego wykorzystanie w roku 2000 wynosiło około 32,4 %. Głównymi producentami energii elektrycznej pozyskiwanej z zasobów hydroenergetycznych są Kanada, Stany Zjednoczone, Brazylia, Chiny i Rosja. Kraje te dysponują potencjałem hydroenergetycznym średnio o 2 rzędy większym niż Polska. Tym bardziej zwraca uwagę, że krajowy potencjał ekonomiczny wykorzystywany jest wciąż w niewielkim stopniu.

2 Wykorzystanie zasobów energetycznych a tendencje obserwowane w produkcji energii elektrycznej

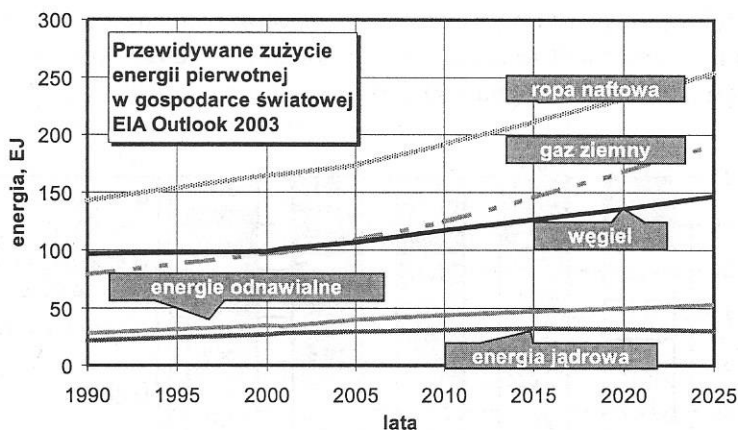
Jak wynika z prognoz EIA [4], w warunkach umiarkowanego wzrostu gospodarki światowej (scenariusz odniesienia) w ciągu najbliższego ćwierćwiecza (do roku 2025) należy liczyć się ze wzrostem globalnej konsumpcji rocznej energii pierwotnej o 60 %, do wartości około 675 EJ. Najszybciej powinien rosnąć udział energii pochodzącej z gazu ziemnego, najwolniej – z energii jądrowej (rys. 1).

Produkcja energii elektrycznej pochłania około 39 % produkcji energii pierwotnej. Przewiduje się, że w ciągu bieżącego ćwierćwiecza produkcja światowa wzrośnie z 13934 TWh (48,2 EJ) w roku 2001 do 24 673 TWh (88,8 EJ) w roku 2025. Średni udział źródeł odnawialnych w produkcji energii elektrycznej w roku 2000 wynosił około 20 %, z czego tylko 1,6 % przypadało na źródła inne niż ener-

Tabela 5

Światowy potencjał hydroenergetyczny

Kontynent/kraj	Potencjał		moc zainstalowana (2000)	roczna produkcja (2000)	wykorzystanie zasobów ekonomicznych	udział w produkcji energii elektrycznej brutto
	techniczny	ekonomiczny				
	TWh/a	TWh/a	GW	TWh	%	%
Kongo (Rep. Dem.)	774	419	2	5	1,3	98,2
Afryka	>1888	>1112	20	70	6,3	16,8
Kanada	981	536	67	355	66,2	60,5
USA	529	376	99	270	71,8	7,1
Ameryka Północna	1668	>964	176	658	68,3	14,4
Argentyna	130	76	10	29	37,6	33,6
Brazylia	1488	811	62	302	37,2	88,9
Kolumbia	200	140	8	32	22,7	74,1
Wenezuela	261	130	13	62	47,7	74,5
Ameryka Południowa	2792	>1500	115	545	36,3	70,1
Chiny	1920	1260	79	220	17,5	17,1
Indie	660		22	74		14,4
Japonia	136	114	21	86	75,8	8,5
Turcja	216	122	10	31	25,4	26,1
Azja (bez Fed. Ros.)	5093	>2620	183	579	22,1	13,1
Federacja Rosyjska	1670	852	43	158	18,5	18,9
Francja	72	70	21	66	94,6	13,0
Norwegia	200	180	28	140	77,9	99,5
Polska	12	8,5	2	2	24,7	1,6
Szwecja	130	90	16	78	86,9	55,3
Szwajcaria	41	35	12	37	104,3	58,2
Europa (bez Fed. Ros.)	1136	>790	205	732	69,5	16,8
Australia i Oceania	> 232	>107	13	42	39,3	17,5
świat	>14379	>7941	713	2626	33,1	18,0

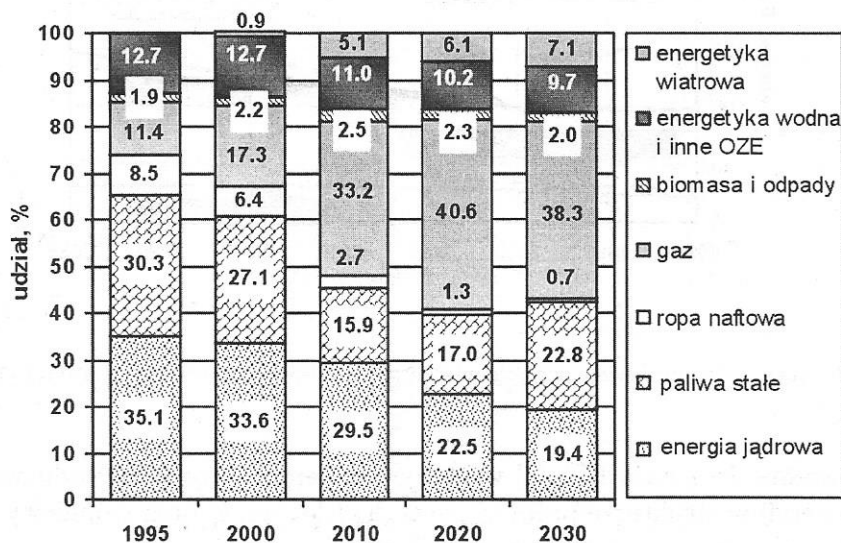


Rysunek 1. Przewidywane zużycie energii pierwotnej w gospodarce światowej [4]

getyka wodna. Prognoza EIA [4] wskazuje na niemal stały udział odnawialnych źródeł energii w strukturze produkcji energii elektrycznej oraz stopniowy wzrost udziału gazu ziemnego kosztem energii jądrowej i węgla.

Nie ulega jednak wątpliwości, że w bogatych regionach świata – zwłaszcza tam, gdzie w znacznym już stopniu wykorzystano ekonomiczny potencjał hydroenergetyczny – zmianie ulegać będzie udział poszczególnych źródeł energii odnawialnej. Chodzi zwłaszcza o Stany Zjednoczone oraz kraje Unii Europejskiej, która kierując się zarówno względami ekologicznymi, jak i bezpieczeństwem energetycznym, do roku 2010 zamierza zwiększyć udział energii odnawialnych w bilansie energii pierwotnej do 12,0 % [16], zaś w bilansie energii elektrycznej do 22,1 % [17]. Według danych Komisji Europejskiej [18], w roku 2001 wskaźniki te wynosiły odpowiednio 6,2 oraz 15,4 %. Średni udział energii wodnej w produkcji energii elektrycznej wynosił 12,7 %. Zgodnie z założeniami przyjętymi w tzw. *Białej Księdze Odnawialnych Źródeł Energii* [16], na przestrzeni lat 1995-2010, moc elektrowni wodnych (bez elektrowni pompowych) powinna wzrosnąć z 92 do 105 GW, z czego 4,5 GW przypadać powinno na elektrownie o mocy poniżej 10 MW. Aktualne prognozy wskazują, jednak że przyrost mocy będzie mniejszy [19÷21]. Przewiduje się, że całkowita moc zainstalowana w klasycznych elektrowniach wodnych krajów Piętnastki wyniesie pod koniec 2010 roku około 97 GW. Pozostała część energii elektrycznej ze źródeł odnawialnych będzie pochodzić głównie z biomasy oraz energetyki wiatrowej (rys. 2). Pod koniec 2002

roku całkowita moc elektrowni wiatrowych zainstalowanych w krajach Unii Europejskiej przekroczyła 23 GW, z czego ponad połowę zainstalowano w Niemczech. Obserwowane trendy [20] wskazują, że do końca roku 2010 moc zainstalowana w krajach Piętnastki może sięgnąć 90 GW.



Rysunek 2. Przewidywany udział różnych nośników energii w produkcji energii elektrycznej w krajach Piętnastki

Źródłem energii elektrycznej w naszym kraju są głównie elektrownie ciepłne. Jak wskazują dane Agencji Rynku Energii SA [6], w roku 2002 wyprodukowano w Polsce 144125 GWh energii elektrycznej, z czego 2384 GWh (2,4 %) wygenerowano ze źródeł odnawialnych. Zdecydowana większość tej energii (2276 GWh) pochodziła z energetyki wodnej.

Rozpoczęte z początkiem bieżącej dekady inwestycje w alternatywne źródła energii elektrycznej, a zwłaszcza w energetykę wiatrową, zapewne będą zmieniać ten stan rzeczy. Według bieżących informacji [21], już w lutym 2003 r. całkowita moc zainstalowana w krajowej energetyce wiatrowej przekroczyła 61 MW, a rozpoczęte inwestycje dotyczą setek megawatów. Według danych URE [22] na początku 2003 r. przyznane warunki przyłączeniowe dotyczyły inwestycji energetycznych o ogólnej mocy 1000 MW. Jednocześnie napłynęły wnioski i zapytania w sprawie warunków przyłączeniowych dla instalacji o łącznej mocy około 8000 MW. Inwestorami są często firmy z kapitałem zachodnioeuropejskim, które na terenie naszego kraju łatwo znajdują tereny o korzystnych warunkach wiatro-

wych. Przykładem jest polska spółka Wolin North, której jedynym udziałowcem jest duński koncern energetyczny Elsam A/S i która wiosną 2003 uruchomiła elektrownię składającą się z 15 turbozespołów V80 o łącznej mocy 30 MW [23]. Z kolei firma niemiecka P & T Technology zamierzała w ciągu roku 2003 zainstalować 114 turbozespołów wiatrowych o łącznej mocy 220 MW, a w ciągu dekady postawić 1000 turbozespołów o łącznej mocy 1500 MW [24]. Z różnych powodów tempo tych inwestycji uległo wyraźnemu spowolnieniu. Zasadniczą przeszkodą techniczną są ograniczone możliwości przyłączeniowe sieci, związane z niedostateczną mocą zwarciovą węzła przyłączeniowego [25, 26], a także brak przygotowania sieci do prawie jednoczesnego wyłączenia dużej liczby elektrowni wskutek przekroczenia maksymalnej dopuszczalnej szybkości wiatru [26, 27]. Dochodzą sygnały, że potencjalni inwestorzy energetyki wiatrowej zetknęli się również z żądaniami podania planu dostaw energii na 48 godzin [28], co z uwagi na niestabilność warunków wiatrowych rodzi zasadnicze problemy.

3 Energetyka wodna a pozostałe technologie pozyskiwania energii elektrycznej

3.1 Globalne wskaźniki energetyczne i ekologiczne

Porównanie wybranych wskaźników energetycznych i ekologicznych wybranych technologii pozyskiwania energii z odnawialnych źródeł energii przedstawiono w tabeli 6 [29]. Oprócz wspomnianych już informacji o emisji CO₂, wymieniono w niej czas amortyzacji nakładów energetycznych (czas po jakim obiekt wyprodukuje energię równą energii zużytej na jego budowę i bieżącą eksploatację), współczynnik uzysku energetycznego (stosunek energii wyprodukowanej w obiekcie do energii włożonej w jego budowę i bieżącą eksploatację, ang. *harvest ratio*), powierzchnię niezbędną do uzyskania jednostkowej energii elektrycznej oraz czas pracy obiektu w ciągu roku (nie uwzględniono przestojów związanych z przeglądami technicznymi i remontami). Tabela nie zawiera typowych wskaźników ekonomicznych, a zwłaszcza nakładów inwestycyjnych i kosztów eksploatacyjnych. Zależą one silnie od warunków lokalnych.

Spośród wszystkich wymienionych w tabeli 6 technologii pozyskiwania energii elektrycznej ze źródeł odnawialnych, jedynie energetykę wodną, wiatrową i słoneczną (ogniwa fotowoltaiczne) można uznać za czyste ekologicznie. Pozostałe technologie nieuchronnie związane są z emisją gazów cieplarnianych (głównie CO₂), a niekiedy – z wykorzystaniem wielkich obszarów rolniczych i dodatkowych źródeł energii. Pozyskiwanie energii elektrycznej z ogniw fotowoltaicznych

Tabela 6

Porównanie wybranych wskaźników niektórych źródeł energii [29]

Źródło energii	Czas amortyzacji energetycznej	Współczynnik uzysku energetycznego	Emisja CO ₂	Użytkowana powierzchnia	Czas pracy w ciągu roku
	rok	–	t/GWh	m ² /GW	h/rok
Energetyka wodna					
MEW	2 – 3	40 – 100	10	różna	6 000
Elektrownie przepływowe	1 – 2	100 – 200	3	różna	8 000
Elektrownie zbiornikowe	1 – 2	100 – 200	3	różna	3 000
Energetyka wiatrowa	0,6 – 2	9 – 30	5	$1,7 \times 10^6$	2 000
Energetyka słoneczna					
Fotowoltaika	3 – 8	3 – 5	7	100 000	1 500
Kolektory słoneczne	0,5 – 5	20 – 100	4	$4,3 \times 10^6$	1 500
Energetyka ciepła OZE (biomasa)					
Ciepłownie	10 – 20	10 – 20	300 – 400	5×10^9	8 760
Elektrownie ¹ (cykl konwencjonalny)	> 25	2 – 8	750 – 2000	$> 7,5 \times 10^9$	8 760
Elektrociepłownie (cykl skojarzony)	10 – 30	7 – 20	300 – 600	$> 5 \times 10^9$	8 760
Energetyka ciepła konwencjonalna i jądrowa (nieodnawialne źródła energii)					
Elektrownie węglowe	2	30 – 80	300 – 1300	2400	6 000
Elektrownie olejowe	2	10 – 30	200 – 1100	2000	6 000
Elektrownie gazowe	2	4 – 30	140 – 800	1500	6 000
Elektrownie jądrowe (uran)	1	? – 100	8 – ?	870	7 500

¹ Wskaźniki oszacowane na podstawie danych dla ciepłowni oraz ich oczekiwanej sprawności obiektu według danych UNDP [1].

jest, i zapewne jeszcze długo pozostanie, bardzo drogą technologią, znajdująca zastosowanie tylko w takich niszach rynkowych, jak telekomunikacja, wypoczynek, oświetlenie i urządzenia sygnalizacyjne oraz przepompownie wody i elektryfikacja wsi w słabo rozwiniętych regionach świata [1]. Stąd w dalszym ciągu możliwości i ograniczenia rozwojowe energetyki wodnej będą konfrontowane ze stanem istniejącym w energetyce wiatrowej.

3.2 Wybrane wskaźniki ekonomiczne

Według [1], w korzystnych warunkach typowe nakłady inwestycyjne elektrowni wodnych wahają się w granicach 1000 do 1500 USD/kW, chociaż niekiedy przekraczają nawet poziom 3000 USD/kW. Przy niskich nakładach inwestycyjnych, korzystnych warunkach finansowania (30-letni okres amortyzacji z 6-procentową stopą zwrotu) i 45-procentowym wykorzystaniu mocy produkcyjnej koszt uzyskania 1 MWh energii elektrycznej wynosi 40 do 60 USD (bez kosztów przesyłu). Przy wysokim współczynniku wykorzystania mocy i dłuższym okresie spłaty, koszt ten może spaść nawet do 20 USD. Nakłady inwestycyjne i koszty eksploatacji małych elektrowni wodnych są oczywiście wyższe – według [1] średnie koszty uzyskania 1 MWh z takich obiektów wynoszą od 40 do 100 USD. Według analiz EC BREC [30], w warunkach polskich, przy braku dotacji, koszt uzyskania 1 MWh ze zbudowanej na istniejącym jazie mikroelektrowni wodnej o mocy 45 kW wynosi 230 zł (okres amortyzacji: 10 lat). W przypadku mikroelektrowni o mocy 90 kW budowanej „od podstaw”, koszt ten przekracza jednak 500 zł (nawet przy okresie amortyzacji powyżej 20 lat), co czyni takie przedsięwzięcie nieopłacalnym.

W związku ze wzrostem mocy turbin wiatrowych jednostkowe nakłady inwestycyjne na elektrownie wiatrowe systematycznie spadają. Typowa kwota wskazana dziś przez różnych autorów [27, 31] mieści się w przedziale między 800 a 900 EUR/kW. Ponieważ moc elektrowni wiatrowej zależy w trzeciej potęgzie od szybkości wiatru, a jej efektywna praca jest możliwa tylko przez część roku (np.: 1 kwartał), koszt uzyskania 1 MWh silnie zależy od warunków miejscowych, a utrzymanie opłacalności inwestycji w energetykę wiatrową wymaga wciąż jeszcze dopłat. Szczególnie korzystne warunki stworzono w Niemczech, gdzie cena zakupu energii z elektrowni wiatrowych waha się w granicach od 70 do 90 EUR/MWh [31]. Tak wysoka cena pozwala na skrócenie czasu amortyzacji inwestycji do około 10 lat [32]. W Polsce czas amortyzacji jest dwukrotnie dłuższy, a oferowane ceny zakupu energii wynoszą około 230 zł/MWh. Jak wskazują eksperci UNDP [1], w ciągu najbliższych 20 lat należy oczekiwać redukcji kosztów pozyskania energii elektrycznej z elektrowni wiatrowych do poziomu około 30 USD/MWh.

Z powyższych informacji wynika jednoznacznie, że nakłady jednostkowe elektrowni wiatrowych są dziś zwykle niższe niż nakłady jednostkowe obiektów hydroenergetycznych. Jednostkowe koszty pozyskania energii elektrycznej są jednak bardzo zróżnicowane i zależą zarówno od warunków ekonomicznych, jak i instalacyjnych. Według oceny PSE-REGPLAN Sp. z o.o. [26], przeciętne koszty wytwarzania elektrowni wiatrowych i małych elektrowni wodnych wynosiły w roku 2000 170 i 160 zł/MWh, jednak z analizy przeprowadzonej przez I. i B. Solińskich [32] wynika, że ekonomicznie uzasadniona cena energii pochodzącej

z elektrowni wiatrowej spada poniżej progu 230 zł/kWh dopiero przy średniorocznej szybkości wiatru przekraczającej 7 m/s. Oceny tej dokonano zakładając dotację w wysokości 30 % nakładów inwestycyjnych i stopę dyskontową w wysokości 12 %. Zgrubna ocena kosztów pozyskania energii z elektrowni wodnych możliwa jest na podstawie danych zebranych przez Urząd Regulacji Energetyki. Dane dotyczące elektrowni własnych przedsiębiorstw obrotu energią elektryczną wskazują, że w roku 2001 koszty te mieściły się w zakresie od 21 zł/MWh dla EW Włocławek do ponad 140 zł/MWh dla małych elektrowni wodnych [33]. Bez obawy o popełnienie znaczącego błędu można uznać, że dane te dotyczą elektrowni dawno zamortyzowanych. Podobne wyniki uzyskano w roku 2002 (tabela 7) [22]. Średni koszt pozyskiwania energii elektrycznej z hydroelektrowni własnych wynosił 73 zł/MWh i był niższy od średniej ceny sprzedaży energii elektrycznej ze wszystkich źródeł (142 zł/MWh). Cena zakupu energii z hydroelektrowni obcych przekraczała 210 zł/MWh, co zwykle wiązało się z koniecznością pokrycia kosztów amortyzacji, opłacenia podatku i generacji zysku dla dostawcy. Cena ta była zbliżona do ceny zakupu energii z elektrowni wiatrowych.

3.3 Funkcja elektrowni wodnych w systemie elektroenergetycznym

Funkcja elektrowni wodnych w systemach elektroenergetycznych różnych krajów i regionów świata zdecydowanie zależy od stosunku ich potencjału wytwórczego do zapotrzebowania na energię elektryczną w gospodarce narodowej.

Doceniając strategiczne znaczenie odnawialnych źródeł energii, kraje dysponujące dużym potencjałem hydroenergetycznym skłonne są inwestować w energetykę wodną nawet wtedy, gdy są światowymi potentatami w pozyskiwaniu nośników nieodnawialnych (były ZSRR, Brazylia, Wenezuela). Mając na względzie samowystarczalność energetyczną, w energetykę wodną inwestują też niektóre kraje ubogie, które dopiero wkraczają na ścieżkę rozwoju. W krajach takich energetyka wodna jest znaczącym lub podstawowym źródłem energii elektrycznej, a operator systemu dysponuje dużym zapasem mocy regulacyjnej.

W krajach wysoko uprzemysłowionych, w których łatwo dostępny ekonomiczny potencjał hydroenergetyczny jest ubogi, został już w znacznej mierze wykorzystany lub jest w stanie tylko częściowo zaspokoić potrzeby systemu (USA, Japonia, niektóre kraje Europy Zachodniej) istotnego znaczenia nabierają funkcje regulacyjne i interwencyjne. Dotychczas wiązało się to z faktem, że w krajach tych istotnym, a czasem podstawowym źródłem energii są elektrownie ciepłe – klasyczne i jądrowe – których możliwości regulacyjne są ograniczone i często

Tabela 7

Produkcja i zakupy energii elektrycznej od bezpośrednich dostawców w roku 2002 [6, 22] (bez elektrowni przemysłowych)

Źródło energii	Źródło zakupu	Moc instalowana	Energia wprowadzona do sieci	Energia w obrocie handlowym	Cena
		MW	GWh	GWh	zł/MWh
Biogaz	obce	42	48	59,5	219,93
Biomasa obce				10,1	136,45
Elektrownie wodne zawodowe ¹ (> 5 MW)	obce	662	1578	1 543,8	216,97
	własne	(1034)		1 257,8	65,15
MEW (< 5 MW)	obce	51	201	277,5	213,05
	własne	133	497	256,6	111,34
Wiatr	obce	28	60	57,5	230,61
	własne			0,1	438,60
Inne OZE	obce			0,1	96,87
Ogółem – bezpośredni dostawcy energii z OZE	obce			1 948,6	216,49
	własne			1 514,4	72,99
	razem	916	2384	3 462,9	153,73
Elektrownie ciepłne (węgiel brunatny)		9253	48906		116,56
Elektrownie ciepłne (węgiel kamienny)		20502	81321		159,23
Wszystkie źródła energii elektrycznej		35009	144125		141,46

¹ W nawiasie uwzględniono elektrownie przepływowe z członem pompowym.

niewystarczające dla potrzeb systemu¹. W ostatnim czasie zapotrzebowanie na usługi regulacyjne wzrasta jednak również wskutek rosnącego udziału dostaw energii z elektrowni wiatrowych. Moc elektrowni wiatrowych można próbować przewidywać na podstawie krótkoterminowych prognoz pogody. Jak wiadomo jest to jednak informacja niepewna i całkowicie niewystarczająca dla potrzeb systemu elektroenergetycznego. Sytuacja staje się szczególnie trudna podczas silnych, porywistych wiatrów, kiedy znaczące zmiany mocy dostarczanej do systemu mogą zachodzić w ciągu kilkudziesięciu sekund². W takich przypadkach utrzymanie stałych parametrów pracy sieci wymaga zapewnienia odpowiedniej rezerwy

¹ Znacznie większe możliwości w tym zakresie stwarzają elektrownie gazowe i gazowo-parowe.

² Podczas silnych wiatrów w 2001 roku doszło w Niemczech do prawie jednoczesnego odstawienia elektrowni wiatrowych o łącznej mocy 3,5 GW [27]

mocy regulacyjnej. Naturalnym źródłem takiej mocy są elektrownie wodne, w których czas uruchomienia turbozespołów jest nieporównywalnie krótszy niż w elektrowniach cieplnych konwencjonalnych i jądrowych (zwykle do 2 min), zaś czas zmiany obciążenia w pełnym zakresie (np. w ramach regulacji pierwotnej, wskutek zmiany częstotliwości sieci albo w odpowiedzi na sygnał interwencyjny) mierzy się w dziesiątkach sekund [34, 35]. Optymalnym rozwiązaniem są kaskady rzeczne składające się z elektrowni zbiornikowych dużej mocy, pracujące w systemie przewalowym (jednoczesna praca wszystkich elektrowni z natężeniem przepływu zróżnicowanym jedynie ewentualnymi dopływami między stopniami kaskady). Praca taka jest korzystna dla systemu elektroenergetycznego (możliwość ciągłej regulacji mocy w pełnym zakresie niezależnie od pory dnia), przyjazna dla środowiska naturalnego (zmiany poziomu wody wskutek pracy kaskady zachodzą tylko w zbiorniku górnym pierwszego stopnia i na odpływie ze stopnia ostatniego), a ponadto kaskada pozwala na uzyskanie wielkiego potencjału retencyjnego.

Innym źródłem mocy regulacyjnej i interwencyjnej są klasyczne elektrownie pompowo-szczytowe. Chociaż na przykładzie oszacowań sporządzonych pod koniec lat osiemdziesiątych dla Kaskady Dolnej Wisły i 5 planowanych elektrowni pompowych [36] można stwierdzić, że nakłady inwestycyjne na jednostkę zainstalowanej mocy mogą tu być zdecydowanie niższe niż w przypadku kaskad rzecznych z elektrowniami dużej mocy, to należy zwrócić uwagę na następujące okoliczności:

- a) wskutek ograniczonej sprawności cyklu pompowanie / praca turbinowa (zwykle w granicach $72 \div 78$ %) elektrownie pompowe są konsumentami energii i nie mogą być zaliczone do OZE;
- b) klasyczne elektrownie pompowe nie umożliwiają ciągłej regulacji mocy podczas pracy pompowej, w związku z czym nie mogą kompensować zmiennych dostaw energii z elektrowni wiatrowych w porze nocnej.
- c) w przypadku dużych zmian spadów (wysokości podnoszenia) nie ma możliwości utrzymania wysokiej sprawności całym zakresie pracy.

Wadom (b) i (c) można częściowo zaradzić decydując się na instalację hydrozespołów ze zmienną prędkością obrotową. Rozwiązanie takie stosowane jest od lat w Japonii [37], a w roku 2002 oddano do eksploatacji tego typu elektrownię Niemczech (elektrownia Goldisthal) [38,39]. Zastosowanie hydrozespołów o zmiennej prędkości obrotowej, jakkolwiek atrakcyjne z technicznego punktu widzenia, jest też nadzwyczaj kosztowne. Najprostszym sposobem umożliwienia regulacji mocy elektrowni podczas pracy pompowej jest równoległe załączenie maszyn do pracy

pompowej i turbinowej. Straty wynikające z takiego sposobu pracy można zmniejszyć stosując hydrozespoły trójczłonowe (pompa/silnikogenerator/turbina) pracujące w warunkach tzw. zwarcia hydraulicznego. Rozwiązanie takie zastosowano w Elektrowni Pompowej Geesthacht w pobliżu Hamburga [40]. W elektrowni tej zainstalowano trzy hydrozespoły, z których każdy składa się z turbiny Francis, silnikogeneratorsa i dwustrumieniowej pompy zasobnikowej. Dzięki regulacji otwarcia kierownicy turbiny można uzyskać szeroki zakres regulacji mocy pobieranej/oddawanej przez cały hydrozespół. Sprawność cyklu energetycznego nie przekracza zwykle 30 %, ale ze względu na zastosowany sposób rozliczeń (elektrownia jest wynajęta przez spółkę Hamburgische Elektrizitätswerke do zadań regulacyjnych i opłacana za gotowość ruchową), sprawność ta nie ma negatywnego wpływu na wyniki ekonomiczne. Układy wykorzystujące równoległą pracę pomp zasobnikowych i turbin (w tym tzw. rezerwę wirującą), budzą rosnące zainteresowanie. Autorowi wiadomo o pracach studialnych nad projektem dużej elektrowni w Badenii-Wirtembergii, która ma zapewnić przejście między stanami pełnego obciążenia w ruchu pompowym i turbinowym w ciągu 40 s, a jednocześnie umożliwić ruch ustalony z każdym obciążeniem pośrednim.

W przeciwieństwie do Niemiec, w Polsce obserwuje się malejące zainteresowanie operatora sieci wykorzystaniem elektrowni wodnych do celów regulacyjnych, nawet w pasmach regulacji szybkiej, sygnałami Y1s i Y1i. Wyrazem takiej tendencji jest przejście praktycznie wszystkich elektrowni klasycznych na pracę ciągłą, brak zainteresowania wykorzystaniem elektrowni Żydowo, częściowe tylko wykorzystanie możliwości regulacyjnych EW Porąbka-Żar i Solina, odstąpienie od budowy kolejnych elektrowni pompowo-szczytowych (w tym zatrzymanie daleko zaawansowanych prac przy EW Młoty), brak zainteresowania inwestycjami w kaskady rzeczne pracujące przewalowo. Tendencje te doprawdy trudno pogodzić z licznymi wypowiedziami przedstawicieli agend rządowych na temat zamiaru szybkiego rozwoju energetyki ze źródeł odnawialnych, a zwłaszcza energetyki wiatrowej.

3.4 Oddziaływanie na środowisko naturalne

Budowa i eksploatacja obiektów energetycznych oraz towarzyszącej jej infrastruktury jest nieuchronnie związana ze zmianami w środowisku naturalnym człowieka. Stwierdzenie to dotyczy również takich źródeł energii odnawialnych, jak uprawy energetyczne, elektrownie wodne, a także elektrownie wiatrowe.

Nie ulega wątpliwości, że najwięcej kontrowersji budzą stopnie piętrzące towarzyszące wielkim elektrowniom wodnym. Autorzy cytowanego już studium UNDP [1] stwierdzają: „Zapory, małe i wielkie, przyniosły wielu regionom olbrzymie ko-

rzyści, łącznie z istotnym wkładem do rozwoju krajów uprzemysłowionych. Nie wolno odmawiać tych korzyści krajom rozwijającym się. Z drugiej strony zapory takie należy projektować i wznosić z rozwagą. Chociaż zapory często służą wielu celom – w tym ochronie przeciwpowodziowej, nawadnianiu, żegludze i rekreacji – to istnieje tendencja, by jednym z głównych zadań wielkich obiektów (o wysokości ponad 150 m, pojemności zbiornika 25 km³ lub mocy instalowanej rzędu 1000 MW) była produkcja energii elektrycznej. Obiekty takie wywierają często istotny wpływ na środowisko.”

Wśród negatywnych skutków budowy wielkich zbiorników wymienia się zalanie wielkich terenów i konieczność przesiedlenia miejscowej ludności. W przypadku szczególnie kontrowersyjnego projektu Sanxia (Trzy Wąwozy) na rzece Jang-tse w Chinach zalaniu uległy w roku 2003 tereny zamieszkałe dotąd przez 1,2 miliona ludzi, liczne fabryki i obiekty o wielkiej wartości historycznej. Z drugiej strony zakłada się, że obiekt uchroni przed powodzią obszar o powierzchni 16 000 km², zamieszkały przez 15 mln ludzi, umożliwi żeglugę statków pełnomorskich 2000 km w głąb lądu, pozwoli zaoszczędzić 40 milionów ton węgla rocznie oraz uniknąć emisji gazów w ilości 100 milionów ton CO₂, 2 milionów ton SO₂ i 370 000 ton NO_x rocznie [41].

Wielkie zapory niosą ze sobą oczywiste ryzyko związane ze skutkami ewentualnych błędów konstrukcyjnych i niewłaściwej eksploatacji, chociaż można uznać, że dzisiejszy stan technik monitoringu pozwala zmniejszyć to zagrożenie do minimum.

Budując wielkie zbiorniki wodne, należy brać pod uwagę możliwość pojawienia się niepożądanych zmian w ekosystemie. Stosując odpowiednie techniki inżynierii środowiska poprzedzone starannymi analizami (w tym: instalację przepławek, ograniczenie ładunków biogenych i organicznych, stosowanie zapór biologicznych, techniki destratyfikacyjne, napowietrzanie, zapory przeciwrumiskowe, wypłukiwanie i bagrowanie osadów) część tych skutków można jednak zdecydowanie ograniczyć [1, 42], a niekiedy osiągnąć nawet efekty korzystne dla ekosystemu. Jak stwierdza, autor monografii [43], z uwagi na niewielkie rozmiary polskich jezior zaporowych, wywołane przez nie zmiany w otoczeniu są stosunkowo niewielkie.

Przykładem znakomitego dopasowania wielofunkcyjnego zbiornika wodnego do środowiska naturalnego jest Jezioro Czorszyńskie [44]. Wkład tego zbiornika, jak również istniejących zapór na Wiśle i Sanie w ograniczenie fali powodziowej w roku 1997 i w latach następnych jest tak samo trudno przecenić, jak skutki braku odpowiednich możliwości retencyjnych na innych rzekach, zwłaszcza w dorzeczu Odry i na Wisłocze.

4 Energetyka wodna w Polsce

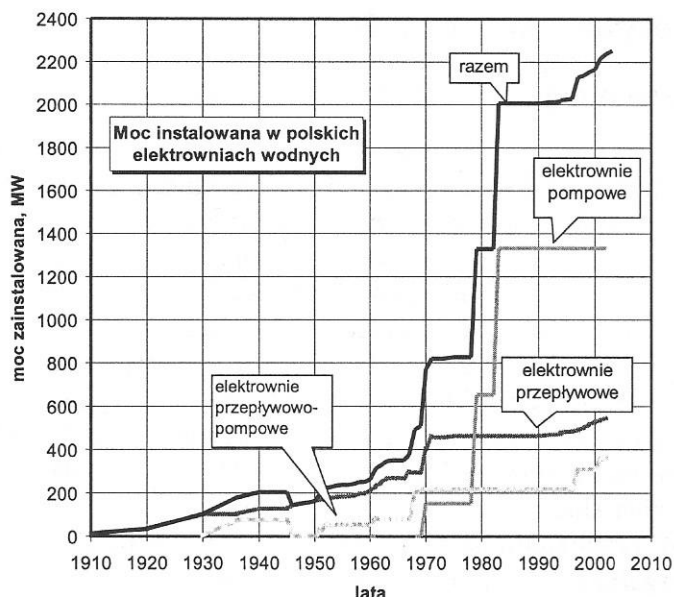
4.1 Stan istniejący i obserwowane trendy

Energia elektryczna uzyskiwana w elektrowniach wodnych z przepływu naturalnego jest niewielka i wynosi około 1,5 % produkcji brutto oraz 2,3 % produkcji sprzedanej odbiorcom końcowym. Po zakończonym w roku 1983 okresie szybkiego przyrostu mocy zainstalowanej w energetyce wodnej (rys. 3), ostatnie przyrosty związane są z modernizacjami oraz budową małych elektrowni wodnych [45, 46]. Wyjątek stanowi uruchomiona w 1997 roku elektrownia przepływowo-pompowa w Niedzicy. W 2002 roku łączna moc zainstalowana w polskiej energetyce wodnej wynosiła 2231 MW, z czego 1331 MW przypadało na elektrownie pompowo-szczytowe (Żarnowiec, Porąbka-Żar, Żydowo), a 361 MW na elektrownie przepływowo-pompowe (Solina, Niedzica i Dychów). Całkowita moc instalowana wszystkich elektrowni przepływowych wynosiła zatem 539 MW, z czego blisko 184 MW przypadało na 604 elektrownie o mocy poniżej 5 MW [6]. Tzw. zawodowa energetyka wodna liczyła 130 elektrowni skupionych w następujących przedsiębiorstwach wytwórczych:

- Elektrownie Szczytowo-Pompowe SA (ESP)
- Zakłady Energetyczne i ich spółki-córki,
- Regionalne Zarządy Gospodarki Wodnej (RZGW),
- Zespół Zbiorników Wodnych Czorsztyn-Niedzica-Sromowce SA

Prawdziwym potentatem są ESP SA, do których należą elektrownie o łącznej mocy zainstalowanej około 1560 MW. Prywatnych właścicieli elektrowni wodnych reprezentuje Towarzystwo Rozwoju Małych Elektrowni Wodnych. W 2002 roku doliczono się w Polsce 492 prywatnych elektrowni wodnych o łącznej mocy 51 MW.

Wykaz polskich elektrowni wodnych o mocy powyżej 10 MW przedstawiono w tabeli 9, natomiast w tabeli 8 zestawiono produkcję energii elektrycznej ze źródeł odnawialnych z harmonogramem dochodzenia do założonego wskaźnika 7,5 % całkowitej konsumpcji energii elektrycznej w roku 2010 oraz z trendami występującymi w Unii Europejskiej. Harmonogram ten realizowany jest poprzez nałożenie na jednostki obrotu energią elektryczną obowiązku zakupu określonego udziału energii pochodzącej ze źródeł odnawialnych [47, 48] zgodnie z wcześniej przyjętą strategią [9]. Mimo, że globalne zużycie energii elektrycznej w latach 2000÷2002 w ogóle nie wykazywało tendencji wzrostowej, istnieją poważne obawy, czy cel wskaźnikowy uda się osiągnąć [22].



Rysunek 3. Rozwój energetyki wodnej na ziemiach polskich ([6, 45] oraz informacje własne)

Stan techniczny polskich elektrowni wodnych jest bardzo zróżnicowany. Należy zwrócić uwagę, że około 70 % obiektów należących do energetyki zawodowej legitymuje się ponad 60-letnim okresem eksploatacji [49]. Obok elektrowni nowoczesnych, niedawno oddanych do użytku lub modernizowanych (Niedzica, Rożnów, Porąbka-Żar, Żarnowiec, Solina i Myczkowce, Dychów i liczne obiekty zmodernizowane lub odtwarzane przez ZEW Dychów), mamy wciąż jeszcze szereg obiektów przestarzałych, od dawna wymagających działań odtworzeniowo-modernizacyjnych. Co więcej, wiele elektrowni (w tym również elektrownie zbudowane w okresie powojennym) nie dysponuje pełną dokumentacją wyposażenia oraz wiarygodnymi charakterystykami energetycznymi eksploatowanych maszyn.

Konieczność działań odtworzeniowo-modernizacyjnych dotyczy zarówno budowli hydrotechnicznych, jak i ich wyposażenia [50]. Do podstawowych czynników, decydujących o pogarszaniu się stanu technicznego i walorów eksploatacyjnych obiektów hydrotechnicznych elektrowni wodnych należą:

- nanoszenie rumowiska oraz rozwój roślinności w zbiornikach
- zjawiska zagrażające bezpieczeństwu piętrzeń,
- erozja koryt rzecznych poniżej elektrowni wodnych,
- powodzie i zatory lodowe,

Tabela 8

Produkcja i zużycie energii elektrycznej w Polsce i w Unii Europejskiej w latach 1997-2010 według danych ARE [6] i Komisji Europejskiej, m in. [17-20, 28]

	1997	2000	2001	2002	2005	2010
Polska ¹						
całkowita produkcja i zużycie energii elektrycznej, TWh						
scenariusz odniesienia [9], TWh	140,5	150,7	154,1	157,4	167,6	186,9
scenariusz przetrwania [9], TWh	140,5	148,5	151,2	153,8	161,8	175,9
produkcja całkowita, TWh	140,5	148,5	149,9	148,6	151,1	
sprzedaż odbiorcom końcowym		101,3	100,6	99,8		
produkcja OZE						
energia zakupiona, GWh		2139	2377	2384		
energetyka wodna, GWh		2102	2322	2276	2420	
energetyka wiatrowa, GWh		5,4	14	60	122	
zalecenia URE, % sprzedaży			2,4	2,5	3,1	7,5
energia zakupiona, % sprzedaży		2,1	2,4	2,4		
Unia Europejska (15)						
zużycie brutto, TWh	2435	2574	2671		2784	3027
produkcja OZE, TWh	338	368,3	411,4			
energetyka wodna ² , TWh		326,9	339,5			452,5
energetyka wiatrowa, TWh		21,3	27,0	39,7		154,4
Biała Księga i Dyrektywa, % zużycia	13,9					22,1
energia zakupiona, % zużycia	13,9	14,3	15,4			22,5
energetyka wodna ² , % zużycia		12,7	12,7			14,9
energetyka wiatrowa, % zużycia		0,8	1,0			5,1

¹ Kursywą oznaczono krótkoterminową prognozę własną (ekstrapolacja liniowa trendu wieloletniego).

² Prognoza na rok 2010 została oparta o ekstrapolację liniową trendu wieloletniego oraz wyniki europejskiego programu ATLAS (IV Program Ramowy)

O konieczności wymiany wyposażenia decyduje zarówno ich zużycie, jak i dążenia do dostosowania sposobu eksploatacji elektrowni do zmieniających się warunków ekonomicznych oraz wyzyskania możliwości jakie niesie ze sobą współczesny stan techniki.

Ze stanem energetyki wodnej ściśle związane jest przygotowanie krajowego przemysłu i ośrodków badawczo-rozwojowych do realizacji zadań na rzecz tego sektora gospodarki. Polska dysponuje jednym dużym biurem projektowym o

Tabela 9

Krajowe elektrownie wodne o mocy powyżej 10 MW

Lp.	Elektrownia	Typ	Moc MW	Produkcja ¹⁾ GWh	Użytkownik/Właściciel
1.	Żarnowiec	pompowa	680	991,3	EW Żarnowiec (ESP)
2.	Żar-Porąbka	pompowa	500	636,2	ZEW Żar-Porąbka (ESP)
3.	Włocławek	zbiornikowa/ przepływowa	160	769,6	EW Włocławek (ZE Toruń)
4.	Żydowo	pompowa	152	184,0	Elektrownie Wodne Słupsk
5.	Solina	z członem pompowym	200	131,3	ZEW Solina-Myczkowce (ESP)
6.	Niedzica		92	77,5	ZZW Czorsztyn-Niedzica
7.	Dychów		79	27,3	ZEW Dychów (ESP)
8.	Rożnów	zbiornikowa/ przepływowa	56	137,5	ZEW Rożnów-Czchów
9.	Koronowo		25	38,1	ZEW Koronowo (ZE Bydgoszcz)
10.	Tresna		21	34,8	ZEW Żar-Porąbka (ESP)
11.	Dębe		20	87,0	ZE Warszawa Teren
12.	Porąbka		13	28,4	ZEW Żar-Porąbka (ESP)

¹⁾ dotyczy roku 1997

dużym doświadczeniu w zakresie realizacji projektów hydroenergetycznych o różnej skali oraz szeregiem mniejszych biur działających na rzecz tzw. małej energetyki wodnej. W Polsce działa też szereg firm gotowych podjąć się ambitnych zadań z zakresu hydrotechniki, poważny dostawca generatorów, dostawca układów regulacji i kilku dostawców systemów nadzoru. Turbiny wodne średniej i dużej mocy muszą pochodzić z dostawy zagranicznej.

4.2 Krajowe inwestycje w energetyce wodnej

4.2.1 Projekty nowych i modernizacje istniejących elektrowni

Największą krajową inwestycją energetyczną oddaną do użytku w ciągu ostatniego dwudziestolecia jest Elektrownia Wodna Niedzica [44] wyposażona w 2 odwracalne hydrozespoły z pompoturbinami Deriaza o łącznej mocy 92 MW, przystosowane do pracy przy spadzie zmieniającym się w granicach od 21,5 do 47 m. Z różnych przyczyn elektrownię tę oddano do eksploatacji z kilkunastoletnim poślizgiem.

Główny wysiłek inwestycyjny hydroenergetyki zawodowej w naszym kraju

Tabela 10

Wybrane elektrownie wodne uruchomione i planowane do uruchomienia po roku 1995

Lp.	Elektrownia	Rzeka	Rok uruchomienia	Moc MW	Właściciel/Inwestor
1.	Niedzica	Dunajec	1997	92,50	ZZW Czorsztyn-Niedzica
2.	Kozielno	Nysa Kłodzka	2001	1,85	RZGW Wrocław
3.	Więcmierzycze	Odra	2001	1,89	„Hydroenergia”, Sp. z o.o.
4.	Mokrzec	Wisłoka	2001	0,81	spółka cywilna
5.	Topola	Nysa Kłodzka	2002	1,20	RZGW Wrocław
6.	Dwory	Wisła	2002	0,84	p. Julian Zimny
7.	Kościuszkó	Wisła	2003	3,08	Fundacja im. ks. Siemaszki
8.	Januszkowice	Odra	2003	1,50	Elektrownie Górnej Odry SA
9.	Wojdyty	Łyna	2003	0,6	ZEW Łyna SA
10.	Łączany	Wisła	2004	2,50	ZZW Czorsztyn-Niedzica
11.	Smolice	Wisła	w budowie	2,00	ZZW Czorsztyn-Niedzica
12.	Krępna	Odra	w budowie	1,50	Elektrownie Górnej Odry SA
13.	Rakowice	Bóbr	w budowie	1,92	ESP SA
14.	Malczyce	Odra	w budowie	10,00	ESP SA
15.	Świnna Poręba	Skawa	w budowie	5,00	RZGW Kraków
16.	Krapkowice	Odra	projekt	1,50	Elektrownie Górnej Odry SA

skierowany był w ostatniej dekadzie na przedsięwzięcia odtworzeniowe i modernizacyjne.

Zakres modernizacji obiektów dużej i średniej mocy jest bardzo zróżnicowany. Na przełomie lat 2000/2001 zakończono daleko idącą modernizację EW Rożnów [51] oraz modernizację jednego z hydrozespołów EW Żarnowiec [52]. W roku 2003 zakończono gruntowną modernizację Zespołu Elektrowni Wodnych Solina-Myczkowce [53, 54] i przystąpiono do modernizacji EW Dychów.

Modernizacji hydrozespołu nr 2 w EW Żarnowiec doprowadziła do uzyskania ciągłego pasma regulacji elektrowni od 60 do 680 (760) MW oraz podwyższenie sprawności cyklu energetycznego pompowanie/praca turbinowa z 74 na 79 %

Konieczność modernizacji EW Solina związana była przede wszystkim z trudnościami eksploatacyjnymi w ruchu pompowym maszyn odwracalnych (brak wy-

Tabela 11

Niektóre elektrownie wodne zmodernizowane w Polsce po roku 1995

Lp.	Elektrownia	Rzeka/jezioro	Rok bud./modernizacji	Moc MW	Użytkownik/Właściciel
1.	Kępice	Wieprza	1918/1996	0,50	Elektrownie Wodne Słupsk
2.	Zasieki	Nysa Łużycka	1905/1996	0,82	ZEW Dychów (ESP)
3.	Kępka	Wieprza	1911/1998	0,52	Elektrownie Wodne Słupsk
4.	Żagań I	Bóbr	1898/1998	0,92	ZEW Dychów (ESP)
5.	Myczkowce	San	1961/2000	8,30	ZEW Solina-Myczkowce (ESP)
6.	Żarnowiec	J.Żarnowieckie	1983/2000	680	EW Żarnowiec (ESP)
7.	Przysieka	Nysa Łużycka	1905/2001	1,38	ZEW Dychów (ESP)
8.	Rożnów	Dunajec	1941/2001	56,00	ZEW Rożnów-Czchów
9.	Zielisko	Nysa Łużycka	1905/2002	1,53	ZEW Dychów (ESP)
10.	Solina	San	1964/2003	200	ZEW Solina-Myczkowce (ESP)

starczącej wysokości podnoszenia) oraz z powtarzającymi się pęknięciami łopat klasycznych turbin Francisa. W wyniku przeprowadzonej modernizacji nie tylko pozbyto się dotychczasowych trudności eksploatacyjnych, ale uzyskano zdecydowane podwyższenie sprawności hydrozespołów i podwyższenie mocy elektrowni ze 136 do 200 MW.

Poza tym realizowano budowę oraz rekonstrukcję szeregu obiektów małej energetyki wodnej (tabela 10, 11). Część spośród tych zadań realizowano w ramach kompleksowego planu odtworzenia i modernizacji Kaskady Bobru i Nysy Łużyckiej realizowanego systematycznie przez Zespół Elektrowni Wodnych Dychów SA [55, 56]. Prace odtworzeniowe realizowano w różny sposób:

- wyburzenie i budowa nowej elektrowni wodnej w starej lokalizacji (EW Bukówka i Przysieka)
- budowa nowej elektrowni wodnej w nowej lokalizacji (Gorzupia II, Szprotawa)
- odtworzenie i modernizację elektrowni wodnych w istniejącym budynku (Zasieki, Żagań I, Małomice)

W połowie lat dziewięćdziesiątych ESP SA przeprowadziła inwentaryzację i ocenę stanu technicznego stopni wodnych na rzece Odrze od Koźła do Malczyc (rys. 4). Opracowaniem objęto 23 stopnie piętrzące położone na głównym szlaku

żeglugowym i 3 stopnie położone na bocznym, miejskim szlaku wrocławskim. Uznano, że do energetycznego zagospodarowania nadaje się 15 stopni. Materiały te wykorzystano opracowując w roku 1999 załącznik do dokumentu pt. *Założenia Programu Modernizacji Odrzańskiego Systemu Wodnego – Odra 2006*, przyjętego następnie do realizacji przez Rząd RP.

Do realizacji pierwszej fazy zagospodarowania energetycznego Odry, obejmującego budowę trzech małych elektrowni wodnych, Januszkowice, Krępna i Krapkowice, ESP SA powołały (wspólnie z partnerem kanadyjskim) spółkę p.n. „Elektrownie Górnej Odry Sp. z o.o.” [57]. Elektrownia Januszkowice została uruchomiona w roku 2003. Obecnie (rok 2004) trwają prace budowlane przy stopniu Krępna i prace projektowe dotyczące stopnia Krapkowice.

W końcu 1997 roku rozpoczęto też budowę stopnia wodnego Malczyce na Odrze, w skład którego wchodzi elektrownia wodna o mocy 10 MW. Inwestorem jazu i śluz jest RZGW Wrocław, natomiast inwestorem elektrowni wodnej – ESP SA. Zakończenie inwestycji przewiduje się w roku 2010.

Na rok 2010 przewidziano także zakończenie trwającej od 1986 roku budowy zbiornika Świnna Poręba na Skawie z elektrownią o mocy 5 MW [58]. Inwestycję prowadzi RZGW Kraków.

Niezależnie od ww. obiektów energetyki zawodowej, systematycznie powstają w kraju liczne elektrownie prywatne. W grupie tej mieszczą się elektrownie o mocach od kilkunastu kilowatów do kilku megawatów. Moc zainstalowana prywatnych elektrowni wodnych rośnie ostatnio w tempie 3÷6 MW rocznie. Do największych obiektów prywatnych oddanych do eksploatacji w ostatnich latach należą Stopień Kościuszko (3 MW), Więcmierzycze (1,9 MW) i Dwory (0,9 MW).

Według danych ARE [6] pod koniec roku 2002 moc wszystkich małych elektrowni (<5 MW) wynosiła w Polsce 184 MW i była o 84 MW większa niż w roku 1983, kiedy to BSPiE ENERGOPROJEKT dokonało inwentaryzacji piętrzeń nadających się do zagospodarowania energetycznego. Na podstawie tej inwentaryzacji wskazano 611 istniejących i 415 planowanych lub budowanych już piętrzeń, które rokowały opłacalność tego rodzaju inwestycji. Oszacowano też, że moc zainstalowana elektrowni uruchomionych na tych obiektach wyniesie około 204 MW, a produkcja roczna – około 1000 GWh [59]. Z przedstawionych rozważań wynika, że stosunkowo łatwo można jeszcze zwiększyć moc zainstalowaną w MEW o około 120 MW, uzyskując w ten sposób dodatkową produkcję roczną 670 GWh. Opłacalność dalszych inwestycji może okazać się uwarunkowana zaangażowaniem administracji państwowej w rozwój infrastruktury związanej z gospodarką wodną.

4.2.2 Projekty zaniechane lub wstrzymane

Lata 60-te i 70-te ubiegłego stulecia to okres intensywnego przyrostu mocy zainstalowanej w polskiej elektroenergetyce, głównie za sprawą inwestycji w energetykę ciepłą. Tendencja ta utrzymywała się do roku 1988, kiedy to moc zainstalowana w systemie elektroenergetycznym osiągnęła wartość około 32 GW [6]. Ponieważ turbozespoły ciepłe nie były wykorzystywane do celów regulacyjnych, hydroelektrownie zbiornikowe i zbudowane już elektrownie pompowo-szczytowe nie były w stanie sprostać rosnącym potrzebom w tym zakresie. W tych warunkach powstały projekty radykalnego zwiększenia mocy zainstalowanej w energetyce wodnej. Chodziło zwłaszcza o duże kaskady rzeczne pracujące w systemie przewałowym (przede wszystkim Kaskadę Wisły) oraz o elektrownie pompowo-szczytowe.

Pierwsza kompletna koncepcja energetycznego wykorzystania Wisły została zaproponowana w roku 1945 [60]. Koncepcja ta przewidywała zabudowę Wisły 41 stopniami o łącznej mocy 1203 MW i produkcji rocznej 5244 GWh. Opracowany w latach 1963-72 *Projekt kompleksowego rozwoju systemu wodnego rzeki Wisły* (tzw. program „Wisła”) oraz późniejsze studia projektowe HYDROPROJEKTu i ENERGOPROJEKTu przewidywały budowę 20 do 25 elektrowni w trzech kaskadach o łącznej mocy 2040 MW i produkcji rocznej 6142 GWh. W tym czasie funkcjonowały już elektrownie Przewóz i Dąbie na górnym odcinku Wisły i elektrownia Włocławek.

Zgodnie z planami, aktualnymi jeszcze w latach 80-tych [36,59], do roku 2020 planowano również budowę 5 elektrowni pompowo-szczytowych o łącznej mocy 4490 MW (EW Młoty, Rożnów II, Kadyny, Niewistka, Sobel). Zbiornikami dolnymi dla elektrowni Rożnów II (700 MW) i Sobel (1000 MW) miały być jeziora zaporowe na Dunajcu, gdzie planowano również uruchomienie elektrowni klasycznej Dunajec III o mocy 150 MW. Elektrownia Niewistka (700 MW) miała korzystać z jeziora zaporowego kaskady Sanu, zaś zbiornikiem wody dolnej dla elektrowni Kadyny (1040 MW) miał być Zalew Wiślany. Prace przy budowie elektrowni Młoty (750 MW), usytuowanej na dopływie Bystrzycy Kłodzkiej, trwały z przerwami od lat 70-tych. W późniejszym czasie powstała koncepcja budowy elektrowni pompowej Krempna I (480 MW), wykorzystującej powstający zbiornik przeciwpowodziowy na Wisłocy w pobliżu miejscowości Kąty. W sprawę tę zaangażowany był Regionalny Zarząd Gospodarki Wodnej z siedzibą w Krakowie.

Niezależnie od Kaskady Wisły, planowano w latach ubiegłych zabudowę hydroenergetyczną innych rzek. Jeszcze w latach 50-tych opracowano projekty kaskady dolnego Bugu, na podstawie których zrealizowano tylko stopień Dębe. Opracowano też projekty koncepcyjne wspomnianej już kaskady Sanu, która –

łącznie z Soliną i Myczkowcami – miała liczyć 12 stopni, oraz kaskady Wisłoka, składającej się z 10 stopni [43].

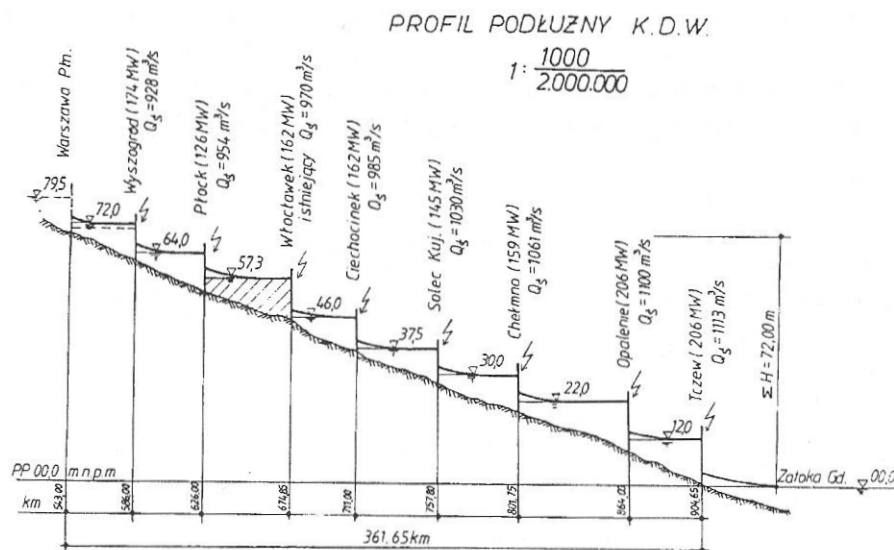
Wymienione tu projekty mogły zdecydowanie przyczynić się do zwiększenia udziału odnawialnych źródeł energii w bilansie energetycznym kraju (elektrownie klasyczne) lub ułatwić rozwój innych sektorów energetyki, w tym energetyki wiatrowej (kaskady rzeczne w ruchu przewałowym i elektrownie pompowe). Zapory i zbiorniki projektowanych kaskad miały nosić charakter wielofunkcyjny, a korzyści płynące z ochrony przeciwpowodziowej – niejednokrotnie przewyższać zyski związane z produkcją energii elektrycznej. Mimo wielokrotnie podnoszonych argumentów o korzystnym wpływie tego rodzaju inwestycji na gospodarkę wodną, na infrastrukturę drogową i żegludową, na rynek pracy [61], a w udokumentowanych przypadkach [62, 63] – także na stan środowiska naturalnego, nie doczekały się one realizacji lub zostały wstrzymane w latach osiemdziesiątych. Najbardziej spektakularne decyzje wstrzymujące rozpoczęte już prace dotyczyły Kaskady Dolnej Wisły i Elektrowni Wodnej Młoty.

Kaskada Dolnej Wisły

Zgodnie z założeniami z lat siedemdziesiątych, Kaskada Dolnej Wisły (rys. 5) składać się miała z 8 stopni z elektrowniami o łącznej mocy 1340 MW. Projekt przewidywał inwestycję samofinansującą się z zysków przynoszonych przez elektrownie już powstałe. Dzięki zaangażowaniu środków przeznaczonych na gospodarkę wodną, uruchomiona w roku 1970 EW Włocławek (moc 162 MW) stosunkowo szybko się zamortyzowała i od kilkunastu lat dostarcza rocznie około 750 GWh najtańszej w kraju energii elektrycznej. W roku 1990 nakłady na budowę brakujących 7 stopni szacowano na 2,2 mld USD [59], tj. około 1,26 mld zł na każdy stopień (według kursu 1 USD=4 zł). Opłacalność tej inwestycji zależy w dużej mierze od zaangażowania środków budżetowych przeznaczonych na gospodarkę wodną i rozwój infrastruktury komunikacyjnej kraju³.

Budowę Kaskady wstrzymano na początku lat osiemdziesiątych, w trakcie przygotowywania prac budowlanych przy stopniu Ciechocinek. Od tego czasu wielokrotne próby jej ponownego wznowienia [61] nie przyniosły rezultatu. W końcu brak podpiętrzenia wody poniżej stopnia wodnego we Włocławku, zaczął

³Uproszczone obliczenia wskazują jednak, że gdyby inwestycja miała być pokrywana w całości przez energetykę wodną, to przy założeniu pełnego wkładu własnego, braku obciążeń niezwiązanych bezpośrednio z elektrownią, 25-letniego okresu amortyzacji, 7 % stopy dyskontowej i 7 % podatku dochodowego, kolejna elektrownia dawałaby rocznie ponad 50 milionów złotych zysku, który – wraz z odpisami amortyzacyjnymi – mógłby być angażowany w budowę następnego stopnia.



Rysunek 5. Profil podłużny Kaskady Dolnej Wisły wg planów z lat siedemdziesiątych [59]

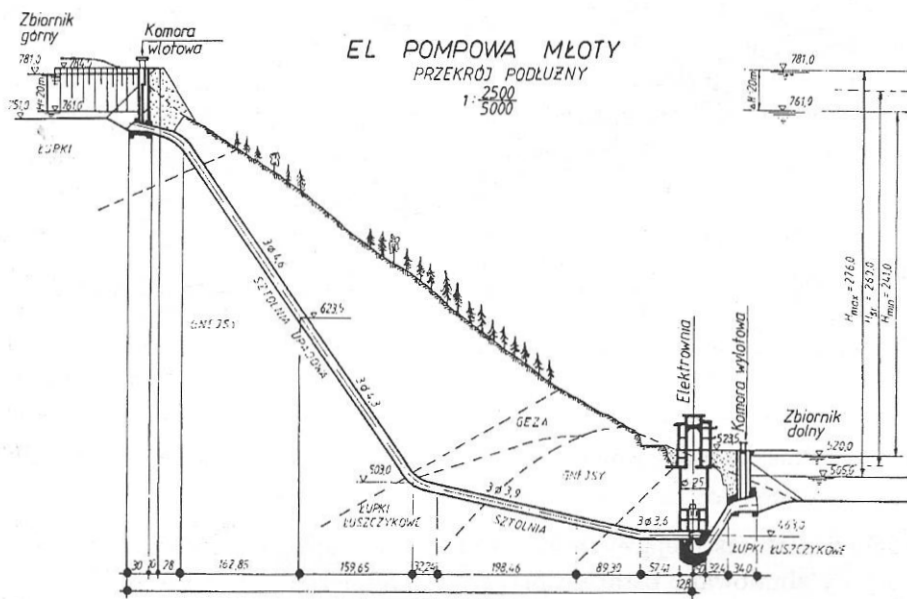
zagrozić trwałości istniejącej zapory. Celem zapobieżenia niebezpieczeństwu, poniżej zapory zbudowano ostatnio przegrodę podpiętrżającą poziom wody.

Próby wznowienia budowy Kaskady spotykają się ze sprzeciwami organizacji proekologicznych, pragnących zachować Wisłę w stanie pierwotnym i wysuwających często żądania rozebrania stopnia Włocławek. W tej sytuacji w roku 1999 powstała koncepcja zakończenia zabudowy Dolnej Wisły stopniem Nieszawa z elektrownią przepływową o mocy 70 MW i produkcji rocznej 410 GWh. Koszty przedsięwzięcia szacowano w roku 1999 na 1,070 mld zł [56]. Do realizacji inwestycji na razie nie doszło. Z punktu widzenia energetycznego, oznaczałoby nie tylko rezygnację z nadzwyczaj bogatego źródła energii odnawialnej, ale przede wszystkim zaprzepaszczenie niepowtarzalnej szansy uzyskania 1,3 GW mocy w regulacji pierwotnej i wtórnej, dostępnej o każdej porze dnia.

Elektrownia Wodna Młoty

Budowa tej elektrowni pompowej o łącznej mocy zainstalowanej $3 \times 250 \text{ MW} = 750 \text{ MW}$ i spadzie średnim $H = 260 \text{ m}$ (rys. 6) została rozpoczęta w latach siedemdziesiątych i ostatecznie przerwana na początku lat 90-tych. Elektrownia

zlokalizowana miała być na terenie Kotliny Kłodzkiej, na zachód od miasta Bystrzyca Kłodzka. Właścicielem lokalizacji i przerwanej inwestycji jest Zespół Elektrociepłowni Wrocław SA. W chwili przerwania inwestycji prace były już poważnie zaawansowane (zbudowano sztolnie przeznaczone na rurociągi ciśnieniowe). Planowane nakłady na dokończenie inwestycji wynosiły 560 mln USD.



Rysunek 6. Przekrój podłużny przez planowaną Elektrownię Pompową Młoty [59]

Budowa ESP Młoty nie weszła do trzeciej, ostatniej fazy przetargu na nowe moce szczytowe rozstrzygniętego w roku 1999 przez PSE SA. Za bardziej atrakcyjny uznano między innymi import mocy regulacyjnej.

4.3 Bariery i szanse rozwoju polskiej energetyki wodnej

Uwarunkowania prawno-administracyjne i ekonomiczne ograniczające rozwój energetyki wodnej są wskazywane na licznych spotkaniach specjalistów zaangażowanych w procesy inwestycyjne. Chociaż sprawy te nie będą tutaj szczegółowo omawiane, warto zwrócić uwagę, że mimo postępu prac legislacyjnych dostosowujących polskie prawo do wymagań Unii Europejskiej, nadal brak niektórych uregulowań szczegółowych. Dotkliwym przykładem jest sprawa udziału użytkow-

ników stopni wodnych w ich kosztach eksploatacyjnych [64]. Wyrazem braku zrozumienia dla szczególnego charakteru energetyki wodnej był funkcjonujący przez pewien czas przepis, na podstawie którego elektrownie z długimi kanałami derywacyjnymi zobowiązane były do opłat za wykorzystywaną wodę.

Budowa obiektów hydroenergetycznych wymaga uzgodnień z licznymi podmiotami. Jest to stan zrozumiały w przypadku dużych inwestycji, wywierających poważny wpływ na środowisko. Inwestycje takie nie są możliwe bez aktywnego udziału organów administracji państwowej. Wydaje się, że zasadniczą przyczyną niechęci do podejmowania pozytywnych decyzji w tej sprawie są nie tyle trudności ekonomiczne państwa, co brak zrozumienia dla wielofunkcyjnego charakteru obiektów energetyki wodnej. Jest to cecha pozytywnie wyróżniająca hydroenergetykę ze wszystkich innych technologii pozyskiwania energii elektrycznej.

Paradoksalne jest stanowisko licznych organizacji proekologicznych, które dążąc do utrwalenia istniejącego stanu (dalekiego od stanu naturalnego), nie dostrzegają korzyści wynikających dla otoczenia z uregulowania stosunków wodnych i ignorują fakt, że energetyka wodna, jako bezkonkurencyjne źródło mocy regulacyjnej, jest naturalnym sojusznikiem chętnie promowanej energetyki wiatrowej. Organizacje proekologiczne cieszą się dużym poparciem środków masowego przekazu. Z reguły nie zabierają jednak głosu w przypadku inwestycji w górnictwie odkrywkowym węgla brunatnego.

Obserwowany obecnie spadek zainteresowania mocą regulacyjną elektrowni wodnych związany jest z uruchomieniem regulacji mocy turbozespołów ciepłych oraz narzuceniem dyscypliny finansowej odbiorcom energii elektrycznej. Regulacja mocy generowanej przez turbozespoły ciepłe jest jednak powolna i kosztowna. Należy się spodziewać, że nieunikniony rozwój energetyki wiatrowej doprowadzi do ponownego wzrostu zainteresowania dostępem do mocy regulacyjnych o szybkim czasie narastania. Import usług regulacyjnych oraz budowa elektrowni szczytowych wykorzystujących nieodnawialne, importowane źródła energii (gaz ziemny) nie wydaje się rozwiązaniem optymalnym z punktu widzenia bezpieczeństwa energetycznego kraju i nie może zapewnić regulacji równie szybkiej, jak nowoczesne elektrownie wodne [35].

Jednym z zasadniczych argumentów podnoszonych przy promowaniu technologii opartych na odnawialnych źródłach energii, a zwłaszcza elektrociepłowni opalanych biomasą, jest ich wkład do rozładowania trudnej sytuacji na rynku pracy w związku z realizacją procesu technologicznego. Charakterystyczną cechą wyróżniającą energetykę wodną jest fakt, że duży nakład wysokokwalifikowanej pracy wnoszony jest w fazie budowy obiektu, natomiast wielorakie korzyści – przy stosunkowo niskich kosztach eksploatacyjnych – czerpane są zwykle przez

wiele pokoleń. Są to więc inwestycje w przyszłość, które dzięki zaangażowaniu krajowych firm i krajowego kapitału mogą skutecznie napędzać koniunkturę.

5 Uwagi końcowe

1. Średni udział odnawialnych źródeł energii w pozyskiwanej energii pierwotnej i w produkcji energii elektrycznej na świecie i w 15 krajach Unii Europejskiej jest znacznie wyższy niż w Polsce.
2. Obserwowane trendy i decyzje (lub brak decyzji) organów rządowych wskazują, że osiągnięcie celu wskaźnikowego na rok 2010 – 7,5 % energii elektrycznej ze źródeł odnawialnych w całkowitym zużyciu energii elektrycznej kraju – jest mało realne.
3. Polskie elektrownie wodne wykorzystują 19 % technicznego i około 25 % ekonomicznego potencjału hydroenergetycznego kraju. Większość inwestycji dotyczy modernizacji istniejących obiektów oraz budowy małych elektrowni wodnych (< 5 MW), zwykle wykorzystujących istniejące piętrzenia.
4. Inwestując w ciągu najbliższych kilkunastu lat w małą energetykę wodną będzie można zwiększyć moc zainstalowaną elektrowni wodnych jedynie o około 120 MW, a produkcję roczną energii elektrycznej o ponad 650 GWh/a (około 5 % potencjału technicznego).
5. Niezadowalający rozwój energetyki wodnej w Polsce wydaje się wynikać z niedocenianiu wyjątkowych walorów, którymi wyróżnia się ona spośród innych technologii pozyskiwania energii elektrycznej:
 - elektrownie wodne zwiększają bezpieczeństwo energetyczne kraju (w odróżnieniu od elektrowni gazowych), mogą być bezkonkurencyjnie szybkim źródłem mocy regulacyjnej, sprzyjając tym samym rozwojowi energetyki wiatrowej oraz umożliwiając optymalną pracę konwencjonalnych elektrowni ciepłych;
 - wykorzystywane przez energetykę wodną obiekty mają charakter wielofunkcyjny: są podstawowym elementem ochrony przeciwpowodziowej i regulacji stosunków wodnych, a niekiedy – ważnym składnikiem infrastruktury drogowej;
 - produkcja energii elektrycznej w elektrowni wodnej jest ekologicznie czysta (podobnie jak w elektrowni wiatrowej), a dzięki zastosowaniu współczesnych metod inżynierii środowiska, obiekty hydroenergetycz-

ne mogą sprzyjać uzyskaniu trwałej, korzystnej dla ekosystemu równowagi;

6. Wznowienie programu rozwoju energetyki wodnej w Polsce mogłoby przynieść ważne korzyści społeczno-gospodarcze: dzięki zaangażowaniu krajowych firm (w odróżnieniu od energetyki wiatrowej) wpływałyby one pozytywnie na rynek pracy i stymulowałyby rozwój koniunktury.
7. Duże inwestycje hydroenergetyczne powinny być przygotowywane ze szczególną starannością. Należy unikać decyzji przekreślających możliwości racjonalnego wykorzystania potencjału hydroenergetycznego przez przyszłe pokolenia.

Praca wpłynęła do redakcji w maju 2002 r.

Literatura

- [1] Goldemberg J. (Ed.): *World Energy Assessment*, United Nations Development Programme, New York 2000.
- [2] *Survey of Energy Resources*, 19th Edition, World Energy Council, 2001.
- [3] *International Energy Annual 2001*, Energy Information Administration, US Department of Energy, Washington, March 2003.
- [4] *International Energy Outlook 2003*, Energy Information Administration, US Department of Energy, Washington, May 2003.
- [5] Zimny J.: *Polska samowystarczalna energetycznie?* Rynek Instalacyjny, nr 11, 2001, 61-64.
- [6] *Statystyka Elektroenergetyki Polskiej 2002*, ARE, Warszawa 2003.
- [7] Gutkowski J.: *Energia odnawialna – stan obecny w Polsce na tle „optymistycznych” prognoz jej możliwego wykorzystania*, Mat. Międz. Konf. „Odnawialne źródła energii u progu XXI wieku”, Warszawa 10-11 grudnia 2001, 58-66.
- [8] Tokarzewski J., Bednarski R.: *Problemy dostaw gazu w Polsce*, Sympozjum ECOENERGIA'97, Gdynia, 22 kwietnia 1997.
- [9] *Strategia rozwoju energetyki odnawialnej*, Ministerstwo Środowiska, Warszawa 2000.
- [10] Hauf J.: *Raport dla Banku Światowego*, 1996 (za [7]).
- [11] Wiśniewski G.: *Dylematy wdrażania krajowej Strategii Rozwoju Energetyki Odnawialnej*, Mat. Międz. Konf. „Odnawialne źródła energii u progu XXI wieku”, Warszawa, 10-11 grudnia 2001, 42-49.
- [12] Sowiński A.: *Zasoby wodno-energetyczne i ich rozmieszczenie w Polsce*, Studium SE-7, IBMER, Warszawa 1996.
- [13] Gołębiowski S., Krzemień Z.: *Przewodnik inwestora malej elektrowni wodnej*, Fundacja Poszanowania Energii, Warszawa 1998.

- [14] Tokarz J.: *Perspektywy rozwoju polskiej energetyki wodnej*, ref. wprowadzający do dyskusji podczas konferencji HYDROFORUM 2000, Czorsztyn, październik 2000 (materiały niepublikowane).
- [15] Hoffmann M.: *Prognozy rozwoju energetyki wodnej w Europie i w Polsce*, Ogólnopolskie Forum „Mała Energetyka”, Zakopane, wrzesień 1997.
- [16] *Energy for the Future: Renewable Sources of Energy, White Paper for a Community Strategy and Action Plan*, COM (97) 599, 26/11/1997.
- [17] *Directive 2001/77/EC of the European Parliament and Council of 27 September 2001 on the promotion of electricity produced from renewable energy sources in the internal electricity market*, Official Journal of the European Communities (EN), 27.10.2001, I 283/34-40.
- [18] *Energy and Transport in Figures. Statistical Pocket Book 2003*, European Commission, Directorate General for Energy and Transport, January 2003.
- [19] *European Energy and Transport Trends to 2030*, European Commission, Directorate General for Energy and Transport, January 2003.
- [20] EurObserv'ER: *Le Baromètre Européen 2003 des Energies Renouvelables. Chiffres 2002-3e Bilan*, Décembre 2003.
- [21] *Green Paper – towards a European strategy for the security of energy supply*, Technical Document, European Communities, 2001.
- [22] *Energia elektryczna ze źródeł niekonwencjonalnych i odnawialnych w zakupach spółek obrotu w 2002 r.*, Biuletyn URE 5/2003.
- [23] Głócko W.: *Po otwarciu parku w Zagórzcu... 2 razy więcej energii z wiatru*, Gigawat Energia, czerwiec 2003.
- [24] *P&T Technology wyda 180 mln zł na wiatraki*, Puls Biznesu, 17.04.02.
- [25] Barzyk G.: *Techniczne aspekty współpracy elektrowni wiatrowych z systemem elektroenergetycznym - wspomaganie procesu decyzyjnego*, www.elektrownie-wiatrowe.org.pl/t_energet.htm.
- [26] Szwed P., Barzyk G.: *Ekonomiczne aspekty rozwoju energetyki wiatrowej w Polsce*, www.elektrownie-wiatrowe.org.pl/ek_aspekt_roz.htm.
- [27] Różycki A.W., Szramka R.L.: *Strategie rozwoju energetyki niekonwencjonalnej*, Biuletyn URE 4/2001.
- [28] EurObserv'ER: *Le Baromètre de l'Éolien*, Février 2003.
- [29] Giesecke J., Mosonyi E.: *Wasserkraftanlagen. Planung, Bau und Betrieb*, Springer Verlag, Berlin/Heidelberg, 1997/98.
- [30] EC BREC/IBMER: *Ekonomiczne i prawne aspekty wykorzystania odnawialnych źródeł w Polsce*, (ekspertyza wykonana na zlecenie Ministerstwa Ochrony Środowiska), www.windenergy.pl/ekonom.htm.
- [31] Soliński I, Soliński B.: *Ceny energii wiatrowej na konkurencyjnym rynku energii elektrycznej*, www.elektrownie-wiatrowe.org.pl/art.ceny.htm.
- [32] Soliński I, Soliński B.: *Ceny ofertowe energii wiatrowej w Polsce i wybranych krajach Europy Zachodniej*, www.elektrownie-wiatrowe.org.pl/ek_oferty_cen.htm.
- [33] *Energia elektryczna ze źródeł niekonwencjonalnych i odnawialnych w zakupach zakładów energetycznych*, Biuletyn URE 5/2001.

- [34] Lewandowski S.: *Udział dużych elektrowni w regulacji mocy czynnej systemu elektroenergetycznego*, Mat. Konf. Nauk.-Tech. HYDROFORUM'94, Straszyn, wrzesień 1994; Wyd. IMP PAN, Gdańsk 1994, 19-36.
- [35] Jaśkowiak K., Madajewski K., Wróblewski J., Lewandowski S., Wiktorko W.: *Estimate of competitive pumped-storage power stations against other control-intervention resources in the Polish electric power system*, Hydro 2001: Opportunities and challenges, Riva del Garda (Italy), September, 2001, Conf. Proc.; The Int. Journ. on Hydropower & Dams, 2001, 427-440.
- [36] Binkiewicz E.: *Program rozwoju energetyki wodnej w Polsce*, Sesja Nauk.-Techn. CPBR nr 5.1, Seminarium nt. „Założenia techniczno-ekonomiczne rozwoju energetyki wodnej w Polsce do 2020 roku”, Gdańsk, 14 września 1990; Wyd. IMP PAN, 1990, 36-55.
- [37] Fuse K.: *Development of pumped storage and its future role in Japan*, Hydro 2001: Opportunities and challenges, Riva del Garda (Italy), September, 2001, Conf. Proc.; The Int. Journ. on Hydropower & Dams, 2001, 441-448.
- [38] Klein J.: *Turbinas-bombas para operação com rotação variável*. Voith Forum, 3/98.
- [39] Pfeiffer A.: *PSW Goldisthal ausgestattet mit drehzahlgeregelten Motor/Generatoren*, Tagungsband 10. Internationales Seminar Wasserkraftanlagen, Wasserkraft – Energienutzung an der Wende zum 3. Jahrtausend, TU Wien, November 1998, 227-238.
- [40] Bellmann R., Sebestyen A., Wührer W.: *Rebuilding storage pumps for Geesthacht*, Upgrading and Refurbishing of Hydro Power Plants, Berlin, May 1999.
- [41] Wengefeld P.: *Three Gorges: Zahlen und Fakten zum Wasserkraftwerk*, Voith Forum, 3+4/96.
- [42] Póltorak T.: *Perspektywy zahamowania eutrofizacji wód w kaskadzie zbiorników zaporowych Solina-Myczkowce*, V Sesja Naukowo-Techniczna „Elektrownia wodna w systemie elektroenergetycznym”, Solina/Myczkowce, 18-20 czerwca 1998, 167-174.
- [43] Głodek J.: *Jeziora zaporowe świata*, PWN, Warszawa 1985.
- [44] Szumowski M. (reż.): *Warownia przeciw żywiołom* (film zrealizowany na zamówienie ZZW Czorsztyn-Niedzica-Sromowce Wyżne), SIGISMUNDUS Film Studio, 1997.
- [45] Spoz J.: *100 lat energetyki wodnej na Ziemiach Polskich*, Towarzystwo Elektrowni Wodnych, sierpień 1998.
- [46] Szramka R., Różycki A.W.: *Perspektywy dla małych elektrowni wodnych*, Biuletyn URE 4/1999.
- [47] Rozporządzenie Ministra Gospodarki z dnia 15 grudnia 2000 r. w sprawie obowiązku zakupu energii elektrycznej ze źródeł niekonwencjonalnych i odnawialnych oraz wytwarzanej w skojarzeniu z wytwarzaniem ciepła a także ciepła ze źródeł niekonwencjonalnych i odnawialnych oraz zakresu tego obowiązku, Dz. U. Nr 122, poz. 1336, 2000.
- [48] Rozporządzenie Ministra Gospodarki, Pracy i Polityki Społecznej z dnia 30 maja 2003 r. w sprawie szczegółowego zakresu obowiązku zakupu energii elektrycznej i ciepła z odnawialnych źródeł energii oraz energii elektrycznej wytwarzanej w skojarzeniu z wytwarzaniem ciepła, Dz. U. Nr 104, poz. 971, 2003.
- [49] Sowiński A.: *Ostatnie prace ENERGOPROJEKTu Warszawa SA w zakresie modernizacji elektrowni wodnych*, Seminarium „Restauracje i modernizacje elektrowni wodnych – doświadczenia europejskie i krajowe”, TEW/ESP, WTC Gdynia EXPO, kwiecień 1999, 5-10.

- [50] Steller J.: *Budowa, odtwarzanie i modernizacje elektrowni wodnych*, referat programowy wygłoszony podczas Konferencji Naukowo-Technicznej „Energetyka Wodna w Systemie Gospodarczym XXI wieku”, Dychów, 25-26 listopada 1999, Opr. IMP PAN nr 512/99.
- [51] Kowalczyk K.: *Modernizacja EW Rożnów*, Seminarium „Restauracje i modernizacja elektrowni wodnych”, ECOENERGIA'98, Gdynia, 3 kwietnia 1998, Wyd. TEW/ESP S.A., 57-60.
- [52] Lewandowski S., Kiedrowski T., Adamkowski A., Steller J.: *Wybrane doświadczenia modernizacji hydrozespołu nr 2 Elektrowni Szczytowo-Pompowej Żarnowiec*, Energetyka, luty 2003, 111-120.
- [53] Sallaberger M., Staehle M., Thoma W., Kiedrowski T., Krasicki R., Lewandowski S.: *Advanced design for upgrading of the pump turbines Solina and Żarnowiec*, HYDROFORUM 2000, Międz. Konf. Nauk.-Tech. nt. *Hydrauliczne maszyny wirnikowe w energetyce wodnej i innych działach gospodarki*, Czorsztyn, październik 2000, mat. konf., Wyd. IMP PAN, Gdańsk 2000, 87-106.
- [54] Chmielewski S.: *Modernizacja turbozespołów klasycznych Francisa w Elektrowni Wodnej Solina*, VI Konferencja Nauk.-Techn. nt. *Elektrownia wodna w systemie elektroenergetycznym. Eko-energia*, Ciechocinek, październik 2002, mat. konf. 43-50.
- [55] Dudek A.: *Doświadczenia i osiągnięcia modernizacyjne elektrowni i stopni wodnych Zespołu Elektrowni Wodnych Dychów S.A.*, Seminarium „Odbudowa i modernizacja elektrowni wodnych – doświadczenia polskie i europejskie”, TEW/ESP, WTC Gdynia, kwiecień 2000, 21-26.
- [56] Ekoenergia'98, Materiały informacyjne spółki Elektrownie Szczytowo-Pompowe S.A.
- [57] *Elektrownie Górnej Odry*, Ekoenergia 2001, Materiały informacyjne Grupy Kapitałowej ESP S.A., Wyd. Stowarzyszenie Energia-Media-Inicjatywa, Warszawa, 2001, 30-32.
- [58] Balcewicz J.: *Skąd wziąć pieniądze na Świnną Porębę?*, Gigawat Energia, nr 10/2003.
- [59] Steller K.: *Energetyka wodna w Polsce. Stan obecny i kierunki rozwoju*. HYDROFORUM, Problemy energetyki wodnej ze szczególnym uwzględnieniem hydraulicznych maszyn wirnikowych, Sympozjum'91, Gdynia-Orłowo/ESP Żarnowiec, listopad 1991; Wybór referatów, Wyd. IMP PAN, Gdańsk, maj 1994.
- [60] Piskozub A. (red.): *Wisła. Monografia rzeki*, Wydawnictwa Komunikacji i Łączności, Warszawa 1982.
- [61] Majewski W.: *Możliwości wykorzystania energetycznego Dolnej Wisły*, Międz. Konf. nt. *Odnawialne źródła energii u progu XXI wieku*, Warszawa 10-11 grudnia 2001, mat. konf. 242-247.
- [62] *Wniosek w sprawie stworzenia warunków przyspieszających kontynuację budowy stopni wodno-energetycznych oraz zagospodarowania Regionu Dolnej Wisły*, Kaskada, 3/95, 3-5.
- [63] Brenda Z.: *Kaskada Dolnej Wisły – szansa, czy zagrożenie dla środowiska przyrodniczego*, Kaskada, 3/95, 6-8.
- [64] Przekwas M., Sowiński A.: *Wykorzystanie odnawialnej energii w elektrowniach wodnych – problemy i uwarunkowania*, Międz. Konf. nt. *Odnawialne źródła energii u progu XXI wieku*, Warszawa 10-11 grudnia 2001, mat. konf. 238-241.

Problems of hydro power industry development

S u m m a r y

Some basic data on recognised resources of primary energy in Poland and worldwide are presented. By analysing a number of quantitative indicators and some qualitative features, hydro power is proved to show exceptional merits as compared to other renewable energy sources. The current status and prospects of further development of Polish hydro power industry are discussed. Attention is driven to significant barriers limiting this development to refurbishment of existing plants and erection of small hydro power installations - usually at already existing weirs.