

The development of hydro power in Poland. The most important hydro engineering facilities

Author

Wojciech Majewski

Keywords

water resources, hydropower potential, hydropower plants, pumped-storage plants

Abstract

Poland is a country with scarce water resources, which places it in this regard at the end of the list of European countries. Also the capacity of retention reservoirs in Poland is very small compared to other neighbouring European countries, and does not exceed 6% of the average annual runoff from its territory. This results in the low hydropower potential. What is more, this low potential is used to a limited extent only, in contrast to most European countries. The first hydropower facilities were built in Poland in the interwar period. The development of hydropower facilities intensified in Poland after World War II. They were the low and high head plants, but also facilities with equilibrium reservoirs and reversible units. After World War II, in Poland, within its new borders, there were a lot of small hydropower plants, which initially were ignored by utility companies and were devastated. Later, they were gradually activated. The construction of new facilities, modernization of existing ones, as well as reconstruction of those degraded, are often obstructed by significant ecological restrictions. This paper presents these processes and describes the major hydropower facilities in Poland.

DOI: 10.12736/issn.2300-3022.2013303

1. Introduction

The use of water's kinetic or the potential energy has been known since ancient times. The first engine, which replaced the power of muscles, first human and then animal, was a water wheel driven by the energy of flowing water. It was used to carry water to a higher level. Further on the water wheel was being refined, and used for other purposes. The main limitation of this device was that its energy could be used only in the place of its generation. It was used to drive grain and powder mills, saw mills, fullers and hammers in water smithies [4, 5]. These devices have significantly contributed to the industrialization of many countries and the increase in their economic significance. Over time, the inefficient water wheels were replaced with much more efficient water turbines. The enormous development of hydropower throughout the world in the late nineteenth century was stimulated by the coupling of the water turbine to electric generator, transformation of electric current to higher voltage levels, and electricity transmission over even long distances, where it was needed.

In the early development of hydropower, the electricity output of a few hydro plants was sufficient, and sometimes too much, for the relatively small demand. Several such examples we have here in Poland, and in other countries. Over time, large capacity thermal power plants were built, covering the increasing demand

for electricity. Hydropower plants, despite their decreasing share in power systems, still maintained an important role, being able to quickly turn on and off, and to operate with high efficiency when partially loaded.

Poland is a country with scarce water resources, which puts us in this regard at the end of the list of European countries. Also the capacity of retention reservoirs in Poland is very small compared to other neighbouring European countries, and does not exceed 6% of the average annual runoff from its territory [7]. These factors result in a low hydropower potential. What's more, this low potential is used to a limited extent only, in contrast to most European countries.

In Poland several high power pumped-storage plants were developed, as well as classic hydropower plants with equilibrium reservoirs and reversible units.

This paper presents the development of hydropower in Poland in the interwar period and after World War II. Basic data of the designs, construction, and operation of a number of hydroelectric facilities is provided.

2. Origins of hydropower in Poland

It can be assumed that the first hydroelectric plants in Poland were built in the interwar period, and even before Poland regained its independence.

2.1. Radunia Cascade

First hydroelectric facility was the Radunia Cascade, procured by the Senate of the Free City of Gdańsk in 1910–1937 [3]. The Radunia Cascade consists of eight hydroelectric plants with a total installed capacity 14 MW. The Cascade’s electricity output covered the demand of the city of Gdańsk.



Fig. 1. Łapino hydropower plant in the Radunia River

The Radunia River is a left-hand tributary of the Motława River, which flows into the Gulf of Gdańsk. The Radunia’s total length is 103 km, and its basin area is 837 km². The difference in elevation between the river’s source and mouth is 162 m. The Radunia flows from a depression, ca. 4 km long, near Lake Stężyckie, at an altitude of 165 m above sea level, and flows through the lake complex called Raduńskie Circle of the Kashubian Lake District. Certain sections of the Radunia have the characteristics of foothill rivers (terrain slope up to 6.80°). The Radunia mouths to the Motława in Żuławy Gdańskie in the vicinity of Krępiec village near Gdańsk.

The hydropower plants built in the Radunia River, with a total capacity 14 MW are in service until today, and constitute monuments of the pre-war industrial architecture, available for sight-seeing (Tab. 1). The plant interiors have largely retained their original furnishings.

Pruszcz 2 hydropower plant was built in 2005. At the Straszyn reservoir a water treatment plant was developed, which currently supplies the city of Gdańsk with tap water.

2.2. Żur and Gródek hydropower plants

Other examples of hydroelectric plants built in Poland in the interwar period are Żur and Gródek plants in the Wda River. Żur power plant was built in 1928–1930. It was designed and constructed by Alfons Hoffmann, later a professor at the Institute of Hydraulic Engineering of the Polish Academy of Sciences in Gdańsk.

Plant	Year of construction	Installed capacity (kW)	Head (m)
Rutki	1910	448	12.20
Łapino	1927	2294	13.80
Bielkowo	1924	7200	44.80
Straszyn	1910	2450	13.80
Przędziszyn	1937	872	4.50
Kuźnice	1934	875	4.21
Juszkowo	1937	250	4.25
Pruszcz 1	1921	100	6.90
Pruszcz 2	2005	250	5.56

Tab. 1. Hydropower plants in the Radunia Cascade



Fig. 2. View to Lake Żurskie with derivation channel and hydropower plant

The hydroelectric power station was equipped with two Kaplan turbines by Voith, with a total installed capacity 9 MW. Water is supplied to the plant from Lake Żurskie via 900 m long derivation channel (Fig. 2), and further on via two reinforced-concrete pipelines with 4 m diameters.

The Gródek plant was designed in 1912, and its construction commenced two years later. The plant was gradually commissioned only in 1923–1927. The Gródek plant operates on the basis of a retention reservoir with area of ca. 90 ha.

The reservoir was formed by damming the Wda River by 12 m with an earth dam in Gródek, with bottom outlets and a gate-controlled weir. Water from the reservoir is directed to the power station via a 1240 m long derivation channel. Owing to the derivation the plant’s head has been increased by 6 m over the damming level, i.e. up to 18 m. In three vertical power tunnels with diameters 4.0 m three Francis turbines are set horizontally,



Fig. 3. View to Gródek hydroelectric plant with inlet channel

with a total capacity of 3.5 MW. Their tail water is the Wda River. The installed discharge is $28.2 \text{ m}^3/\text{s}$. The average annual electricity output is 13.8 GWh.

In 1928 a 140 km long 60 kV power line was built to supply electricity to the Gdynia port construction site. It is also worth mentioning that initially both these plants produced a lot of electricity, for which there was no market. To remedy this, A. Hoffmann set up at the power plant a facility manufacturing electrical appliances (irons, kettles, pots, space heaters), to increase the demand for electricity. It is also worth recalling that these products were on display at EXPO 1939 in the USA. Some of them survived for many years and are still operable.

2.3. Rożnów dam and power plant

The first design of the Rożnów dam and power plant was prepared already in 1920–1930 by prof. K. Pomianowski. He was later endorsed by Prof. G. Narutowicz. Catastrophic flood in the Dunajec basin in 1934 accelerated the start of construction. Construction work was carried out in 1935–1941, and the plant was commissioned in 1942. One of the main builders was Waław Balcerski, who later became a professor at the Technical University of Gdańsk.

The dam is concrete gravity of the height 32.5 m. Its construction has created a water reservoir with length 22 km, area 16 km^2 , and initial volume 193 hm^3 . The facility was designed for flood control and power generation. The dam is provided with seven spillways closed with segment gates and 5 outlet works. The dam has been also provided with a very well-functioning fish-pass for migratory fish.

The hydropower plant has four vertical Kaplan turbines with rated capacity of 50 MW ($4 \cdot 12.5 \text{ MW}$), head 29 m, and installed discharge $240 \text{ m}^3/\text{s}$. The Rożnów plant was supposed to supply



Fig. 4. View to Rożnów dam from the tail water. Visible spillways closed with segments, and bottom outlets

electricity to the then developed Central Industrial Area, and was connected with Tarnów by a 150 kV power line.

2.4. Porąbka dam and power plant

The Porąbka dam was the first concrete gravity dam erected in Poland. It was built in 1928–1937, and impounds the Soła River's water into Lake Międzybrodzkie. The main purpose of the dam and reservoir was flood control. It was designed by Prof. G. Narutowicz. The dam height is 37.3 m.

Porąbka hydropower station was built after WWII, in 1951–1954. It is equipped with two vertical Kaplan turbo generators with capacity 6.1 MW each, and a Francis turbine with capacity 0.4 MW, which covers the plant's own needs.

In later years, Lake Międzybrodzkie created by the damming, became the lower reservoir of Porąbka-Żar pumped-storage plant.

2.5. Dychów hydropower plant

The plant was built in 1933–1936 in the Bóbr River. After World War II it was included in the territory of Poland. The facility is operable in the normal mode, but it operates mainly as pumped-storage plant. In 2002–2005 it was upgraded and its capacity increased to 90 MW (three Kaplan turbines). Its installed discharge is $330 \text{ m}^3/\text{s}$ with the head in the range of 24–30 m. The yearly electricity output is 80 GWh. The pump-turbine cycle efficiency is 71%.

3. Hydropower in Poland after WW II

In post-war Poland the issues of navigation and water management were the responsibility of the Ministry of Navigation and Water Management. In 1960 the Central Office for Water Management was established, subordinated directly to the Prime Minister.

After World War II the recovering Polish economy needed a lot of electricity and water. In 1952, at Gdańsk University of Technology the Hydraulic Engineering Department was created, and a year later the Institute of Hydroengineering at the Polish Academy of Sciences (IBW PAN) with a modern hydraulic laboratory. The Hydraulic Engineering Department was set for the training of

engineering personnel needed to carry out future hydraulic and hydroelectric engineering projects, while IBW PAN was mandated for studies related to these projects. Numerous plans were developed for construction of new hydraulic and hydropower facilities. Already the first water management plan developed in the 1960s by Water Management Committee of the Polish Academy of Sciences stressed the lower Vistula's (dolna Wisła) great importance for navigation and power generation [2].

In 1968–1971 Polish specialists, in cooperation with the United Nations Development Programme, developed a project of comprehensive development of the Vistula River (Wisła) water system. It assumed solution of a number of important water management problems in the basin, including the entire river's use for power generation.

The "Comprehensive program of development and use of the Vistula River", hereinafter abbreviated as "The Vistula Programme", referred to the proposed comprehensive economic development of the country, and featured strong propaganda accents. It is worth underlining today that "The Vistula Programme" included a comprehensive approach to water management issues, taking into account not only their technical and economic, but also natural, cultural and recreational aspects. However, it was not implemented due to lack of substantial justification of many projects, lack of financial coverage and the lack of implementation of capacity of Polish enterprises.

A programme was also devised, entitled Lower Vistula Cascade (Kaskada Dolnej Wisły, KDW) [1], which provided for the construction of a cascade of eight barrages with run-of-river reservoirs in the lower Vistula (dolna Wisła) section (from the Narew mouth to the Vistula (Wisła) up to the Vistula (Wisła) mouth to the sea). The lower Vistula (dolna Wisła) accounts for ca. 50% of Poland's entire hydropower potential. The cascade was proposed as a compact system with the basic navigation and power generation purpose. In the project's framework the first barrage in Włocławek was commissioned in 1970. Advanced were plans to build the next project in Ciechocinek, downstream of Włocławek, and another one in Wyszogród, upstream. Development of the Ciechocinek barrage site was initiated. Unfortunately, the economic crisis of the 1980s ruled out the implementation of the next barrages of the KDW.

The structure of renewable energy generation in Poland is presented in Tab. 2.

Renewable energy source	Share in global output [%]	Share in RES output [%]	Electricity output [GWh/year]	Aggregate installed capacity [MW]
Biomass power plants	3.708	53.18	5788	126.0
Hydroelectric plants	1.871	26.84	2922	554.4
Wind farms	1.160	16.63	1822	1180.3
Biogas power plants	0.233	3.34	363	82.9
Total	6.98	100	10895	1943.6

Tab. 2. Renewable electricity generation structure in Poland in 2010

It is worth noting that the current use of electricity generated in hydroelectric power plants does not exceed 12% of the hydro-power technical potential.

According to the notice of the Minister of Economy dated 15 November 2011 (Monitor Polski No. 110, item 1112) "Analysis of the accomplishment of quantitative objectives and results in the generation of electricity from renewable energy sources": the total electricity output in Poland in 2010 amounted to 156.1 TWh, including 10.9 TWh from renewable energy sources, which accounted for 7% of the total electricity output in Poland. According to the forecast, the demand for electricity will continue to increase. It will be in 2015–182 TWh, in 2020–205 TWh, and in 2030–280 TWh (source: Ministry of Economy).

Should the current percentage share of electricity from hydroelectric power plants be maintained, in 2020 years they would have to generate 4.1 TWh compared to 2.9 TWh in 2010. Compliance with the EU recommendation of 15% RES share in the energy mix in 2020 would require generation of 31 GWh, including ca. 7.8 TWh of hydroelectricity. This is a very serious challenge for the hydropower sector.

Hydropower generation is growing in all continents at a very high rate. The annual rate of the installed capacity increment is estimated at ca. 3%. Europe is the only continent, where a large part of attractive locations have already been developed. Data from 2011 indicate that the use of convenient locations in EU countries varies from 93% in Ireland to 4.8% in Hungary, and 17.1% in Poland. Poland ranks the second lowest on the list. What's more, capital expenditures for the construction of both small and large hydropower plants in Poland are on average twice as high as in other European countries, and three times higher than in Germany.

This is so because of the impact of numerous environmental organizations that have blocked the development of large-scale hydropower generation, and set additional barriers for small hydropower plants. The Polish hydropower sector suffered particularly, because it was also adversely affected by the 1970s and 1980s economic crises. It should be emphasized, however, that hydropower generation capacity was restored and systematically developed in the 1950s and 1960, which brought about the commissioning of hydropower plants in Solina and Włocławek in 1969 and 1970, respectively. The stagnation in conventional hydropower until the 1990s was accompanied by the development of small hydro plants and upgrades of large ones. In parallel, the pumped-storage capacity was also developed. In 1971 the Żydowo pumped storage plant was commissioned, followed by Porąbka-Żar in 1980, and Żarnowiec three years later.

3.1. Koronowo hydropower plant

The Koronowo hydro plant is set in the Brda River in the Kujawsko-Pomorskie voivodeship. Its concept design was developed still in the interwar period by professors K. Pomianowski and A. Hoffmann. The construction lasted from 1956 to 1961. An earth dam at km 49.15 of the Brda creates a reservoir with capacity 80 hm³ and area 1,600 ha. The SSQ flow in the dam cross-section is 24.8 m³/s. The impoundment height is 20 m. The dam is provided with two bottom outlets with aggregated discharge 78 m³/s.

The power plant is located at km 38.8 of the Brda River. The installed discharge is $2 \cdot 60 \text{ m}^3/\text{s}$. The installed head – 26 m. Water from the reservoir is directed to the power station via a derivation formed by crosscuts between natural lakes, and then through an inlet weir on Lake Białe, and through a 1350 m long running channel, up to a water lock (the derivation enabled the head increase by 6 m over the damming level, i.e. up to 26 m). Further on water is supplied through steel pipes 4.8m in diameter to turbines. The plant building accommodates two vertical hydro turbo generator sets with Kaplan turbines, set in spiral chambers. The turbines are coupled with synchronous generators 15.5 MVA working on the voltage 10.5 kV. The plant is connected to the 110 kV grid. The plant's tail water is the Tryszczyn reservoir.



Fig. 6. View from Tresna hydropower plant's tail water, with earth dam in the background



Fig. 5. Koronowo hydropower plant. View of two pipelines supplying water to the plant

3.2. Tresna hydropower plant

The Tresna hydropower plant is located at an earth dam in km 40.0 of the Soła River. The dam and power plant were commissioned in 1967. The impoundment elevation is 25.4 m. The dam creates a flood control reservoir with capacity 96 hm^3 , included in Soła Cascade (Tresna, Porąbka, Czaniec). The reservoir area is 964 ha. The dam is equipped with bottom outlet works and a surface overflow.

The hydroelectric power plant is equipped with two vertical 10.5 MW Kaplan turbines. It was upgraded in 2001–2003. The installed head is 20.4 m, and the installed discharge $122 \text{ m}^3/\text{s}$. The average annual electricity production is 32 GWh.

3.3. Lower Vistula Cascade

The lower Vistula's (dolna Wisła) significant relevance for navigation and power generation has been appreciated for many years. Already at the end of the nineteenth century the lower Vistula (dolna Wisła), then in the Prussian Partition (from Silno village to the sea), was trained for navigation. In the interwar period the opportunity of the lower Vistula's (dolna Wisła) use for power generation

was highlighted. After World War II the idea returned of the lower Vistula's (dolna Wisła) use for power generation and navigation by way of a cascade of barrages. The first KDW concept was devised already in 1957 as a study of the Polish Academy of Sciences and Hydroprojekt engineering centre, concluding many years of research and design work of Polish scientists and water engineers. In the 1990s the concept returned. The lower Vistula (dolna Wisła) accounts for ca. 50% of Poland's entire hydropower potential. KDW has been a very complex development project, including important economic, social and natural aspects in the territory of former six, and current three, voivodeships (Mazowieckie, Kujawsko-Pomorskie and Pomorskie).

KDW was meant to be a compact system of eight low-head barrages with run-of-river reservoirs so designed that head water at downstream barrage reached the upstream barrages' tail water [1]. Due to the flooded area reduction it was assumed that the distances between the barrages will be in the range of 30 to 50 km. It was assumed that all plants would operate in the flow-through mode.

The KDW impact area covers ca. 14% of Poland's population. There are two major metropolitan areas: Gdańsk and Bydgoszcz/Toruń. In addition, there are several cities in the region, such as Tczew, Malbork, Kwidzyn, Grudziądz, Świecie, Chełmno, Ciechocinek, Nieszawa, Włocławek, Płock, and Wyszogród. Economic activity in the region is associated with large plants in the chemical, pulp and paper, and petrochemical industries. Agriculture in the region is facing serious problems of water shortage due to very low rainfall. The unemployment is there unfortunately high. One of KDW elements is the Włocławek barrage commissioned in 1970.

3.4. Włocławek hydropower plant

The Włocławek power plant and the entire barrage is subject to a separate paper. Therefore, only basic information is provided here.

The Włocławek barrage (km 674.75) was commissioned in 1970, as part of the proposed KDW. A run-of-river reservoir was formed at it, with length ca. 55 km and initial capacity 400 million m^3 . The barrage consists of a main dam, 10 span weir, hydropower plant with an installed capacity of 160.2 MW, fish ladder, navigation lock, and side dams. The Włocławek project was the first of



Fig. 1. The Lower Vistula Cascade concept of the 1990s

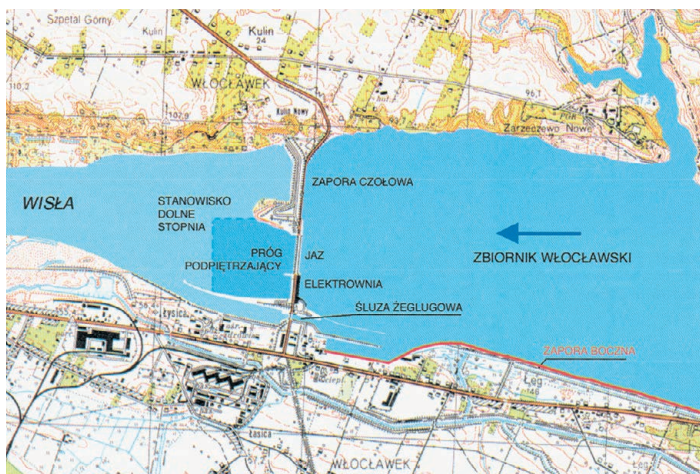


Fig. 2. Włocławek barrage layout

the proposed power generation and navigation cascade. In 1979 preparations started for the construction of the next barrage in Ciechocinek, by completing the technical design and preparing the construction site. The economic crisis of the 1980s cancelled this project. Till today that is by more than 40 years, the Włocławek barrage has operated independently, bringing about many benefits, but also a number of adverse consequences, primarily due to the lack of the next project that would increase the elevation of its tailwater.

The Włocławek barrage location was chosen due to favourable topographical conditions, good power generation options, and the concept of the Central Canal, which was to start in the Włocławek reservoir and provide water to the heavily industrialized southern

Polish region, where water resources are scarce.

The design and construction of such a large hydro engineering facility was a pioneer effort in Poland. As it turned out later, many of the project's negative consequences were not taken into account, such as the effects of intense erosion downstream of the barrage, or the changes in the ice regime in the absence of implementation of the cascade's next projects.

3.5. Solina-Myczkowce hydropower plant

The Solina dam was commissioned in 1968 in the San River's km 325, thus creating a reservoir with capacity 472 hm³ and area 22 km². The maximum height of this concrete gravity dam is 82 m, and its impoundment elevation is 60 m. The dam is provided with three spillway spans and bottom outlet works. The dam's length is 665 m. The reservoir's primary func-

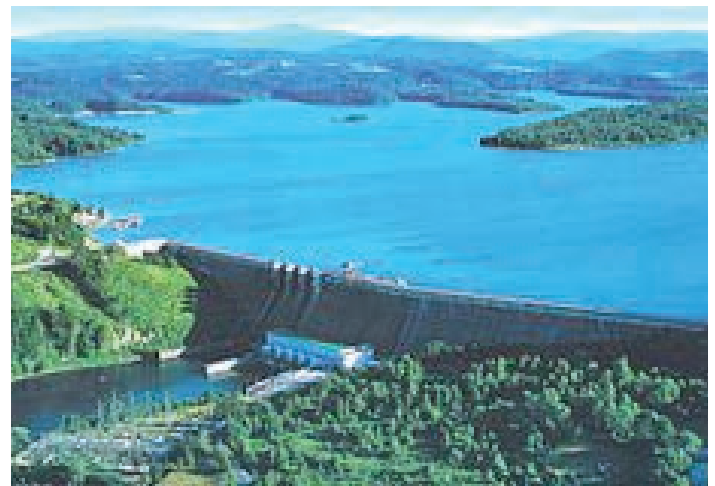


Fig. 7. View of Solina earth dam, hydropower plant, and reservoir

tions include flood control, power generation, and recreation. There is a hydroelectric power plant at the earth dam, with installed capacity 200 MW after an upgrade in 2000–2003. It has four Francis turbines, two of which are reversible. Owing to its equilibrium reservoir the plant can operate in either peak, or pumped-storage, mode. The dam's and power plant's overflow part was subject to comprehensive research at the Hydroengineering Institute of the Polish Academy of Sciences in Gdańsk. It's design was prepared by Hydroelectric Power Plant Engineering Office in Warsaw.

The Myczkowce earthen dam, with height 17.5 m and impoundment height 15.5 m, is located in km 319 of the San River, and creates a 9 hm³ equilibrium reservoir for the Solina power plant. Length of the dam – 386 m. There is a 8.3 MW power plant at the dam.

3.6. Czorsztyn-Niedzica hydropower plant

The idea to construct a dam, reservoir, and hydropower plant in Czorsztyn-Niedzica was known already before World War II. A special impulse for this project was provided by a flood in the Dunajec River area in 1934.

After 22 years of construction, in 1997, the Czorsztyn-Niedzica

dam, reservoir, and power plant were commissioned, in km 173 of the Dunajec River. The reservoir, with a total capacity of 232 hm³ and flood capacity 63 hm³, serves primarily the flood control purpose. The reservoir area is 1,226 ha. The reservoir is also used for power generation, and for tourism and recreation. The dam is of the earthen type, its impoundment height is 54.5 m. The reservoir is located within the limits of Pieniny National Park, near Czorsztyn and Niedzica castles. Downstream of the Czorsztyn-Niedzica reservoir, an equilibrium reservoir is situated in Sromowce Wyżne.

The hydroelectric power plant is equipped with two reversible Deriaz turbine-generator units with 92 MW power in the turbine mode, operating on 40–50 m head. Now the plant operates



Fig. 8. View of Czorsztyn-Niedzica dam, with surface overflow and power plant, and with reservoir

mainly in the turbine mode.

The Sromowce Wyżne reservoir is of the equilibrium type, and it enables the Czorsztyn-Niedzica power plant's operation in the peak and pumped-storage mode. The power plant is of the flow-through type, and is equipped with four propeller turbines with vertical axes. They operate at head range 3.4–10.3 m. Downstream of the Sromowce Wyżne weir discharge is constant, either 9 or 12 m³/s, depending on the season, which feeds the Dunajec River's lower section.

3.7. Dębe hydropower plant

Resulting from the construction in 1958–1963 of an earthen earth dam in km 22 of the Narew River, a run-of-river reservoir was formed, with capacity 90 hm³ and area 3300 ha. The impoundment height is 7 m. The barrage consists of an earthen dam with impoundment height 7 m, 5-span weir, and 21 MW hydropower plant. The reservoir is not used for flood control. It has neither a navigation lock, nor fish pass. In addition to power generation, it serves for recreation, fish farming, water supply, and is connected to Warsaw through the Żerań Channel with Żerań navigation lock.

The Dębe power plant's installed capacity is 20 MW. It is equipped with four turbo generator sets with Kaplan turbines with diameter 4.8 m. The nominal flow is 107 m³/s, and nominal head – 5,7 m. The electricity output is 91 GWh per annum. The turbines are coupled to 6.25 MVA generators.

A regional road runs on the barrage's crest.

4. Pumped-storage power plants

In the early post-war period the demand for electricity during the day, week, or even month, was very uneven. Electricity was generated mainly by thermal power plants, incapable of quick output adjustment. This resulted in periods of electricity surplus and shortage. The only way to solve this problem is to use pumped-storage plants, which in an excess energy period use the energy to pump water to the upper reservoir, and during an energy shortage period operate in the turbine cycle to generate needed electricity. This system is cost-effective due to the high efficiency of the entire cycle, now already over 70%. At the beginning pumped storage power plants were provided with separate pump and turbine units. Over time, reversible units were used that can operate either as a pump or as a turbine.

In some classic hydropower plants that operated in peak or sub-peak periods, and were provided with downstream equilibrium reservoirs, reversible unit could be installed. They were used to pump water from the equilibrium reservoir to the head reservoir in a period of electricity surplus. Examples of such hydropower plants are: Dychów, Solina and Czorsztyn-Niedzica.

Typical pumped storage power plants in Poland are: Żydowo, Żarnowiec and Porąbka-Żar.

4.1. Żydowo pumped storage plant

The first concept of the Żydowo pumped-storage plant was devised already in 1932. As the upper and lower reservoirs it utilized two lakes situated close to each other, but with significantly different water surface elevations. The plant's initial designed power was 45 MW.

A new design of the plant was drawn up in 1957. Its construction lasted from 1964 to 1971. The plant is located in the district of Koszalin (Zachodnio-Pomorskie voivodeship).

Its upper reservoir is Lake Kamienne with area 78–100 ha (depending of water level). Its operational layer's capacity is 3.3 hm³. The lower reservoir is Lake Kwiecko with area 140 ha. The difference in the both lakes' water surface levels is 83 m. Their shores are distant by ca. 2 km.

Both lakes are connected by a 1,300 m long open channel. The channel width is 12 m, depth 9 m, and the maximum flow velocity – 2.20 m/s. The channel set in a special structure extends into three steel pipelines with a diameter of 5 m and length of 467 m. The pipelines supply water to three Francis turbines. Two turbines are reversible, and one conventional. The maximum power in turbine cycle is 156 MW, and the installed discharge – 240 m³/s. The two reversible turbines consume 136 MW in pump cycle. The volume of water stored in the operational layer of Lake Kamienne (upper reservoir) is sufficient for the plant's operation at full power for 4.5 hours.



Fig. 9. View of Żydowo hydropower plant and its open channel and pipelines

4.2. Żarnowiec pumped storage plant

The Żarnowiec pumped storage plant – the largest hydroelectric power plant in Poland – is located in the Pomorskie voivodeship. The plant's construction commenced in 1976, and completed with its commissioning in 1983. Construction was planned of a power generation complex consisting of a nuclear plant and a pumped storage plant. Lake Żarnowieckie was supposed to serve as the nuclear plant's cooling water reservoir, and at the same time as the pumped storage plants' lower reservoir.

The concept of nuclear power plant construction was conceived in 1972. The construction was preceded by a comprehensive study of Lake Żarnowieckie and the nearest region. The plant was to consist of four reactors with a total capacity of 1,600 MW. The construction began in 1982, and eight years later it was decided to stop it. When the construction was interrupted, the project implementation's progress was estimated at 45–50%.

The plant's upper reservoir was constructed on the hills surrounding the lake as an artificial reservoir with area 122 ha, operational capacity 13.6 hm³ and total capacity 16 hm³. Fluctuations in the water level in the upper reservoir are 16 m. The water surface elevation in the upper reservoir is over 100 m above sea level. The reservoir has earth embankment and is completely covered with a layer of asphalt.

Lake Żarnowieckie is on the course of the Piaśnica River. Its area is 1470 ha, and capacity 121 hm³. The lake's maximum depth is 19.4 m. The outflow from the lake is through a weir which allows to adjust the water surface level in the lake and the outflow from it. Fluctuations in the water level in the lake as a result of the power plant operation are ca. 1 m in the daily cycle.

The upper reservoir is connected to the power plant with four steel pipelines with initial diameter 7.1 m and final diameter (at the inlet to the plant) 5.4 m. The pipeline length is 1 100 m, and the maximum discharge through all pipes – 700 m³/s. The volume of water in the upper reservoir enables the plant

operation at full power for 5.5 hours. This amounts of energy has the value of 3.6 GWh.

The hydroelectric power plant is equipped with four Francis -type reversible turbines of the total capacity 716 MW. Its maximum power in the pump cycle is 800 MW. The hydroelectric power plant is connected to the lake by an open channel with length of 835 m, width 250 m, and the maximum depth 13 m. The velocity in the channel does not exceed 1 m/s.



Fig. 10. View of the upper reservoir of the pumped-storage power plant, pipelines, and Lake Żarnowieckie

4.3. Porąbka-Żar pumped storage plant

The first concept of the Porąbka-Żar pumped-storage plant was devised already in 1952. This resulted from favourable geographical and hydrological conditions formed by the water reservoir in the Soła River, with capacity 28 hm³, created by the construction of Porąbka concrete gravity dam, and nearby Mount Żar, exceeding the water surface level in the reservoir by over 400 m. In 1979 the facility was commissioned as the second largest, in terms of its capacity, and the first underground pumped-storage power plant. The plant has four reversible Francis turbine units with turbine power 4 · 125 MW and pump power 4 · 135 MW. The rotor diameter is 3.10 m. The static head is 440 m. The plant is capable of turbine operation for four hours, and pump operation for 5.5 hours. Its nominal discharge is 35 m³/s. The entire cycle's efficiency is 75%. Power tunnels directing water and the whole power plant are inside the mountain.

The plant's average annual electricity production is 640 GWh, while energy consumption amounts to ca. 840 GWh.

The upper reservoir was constructed as artificial atop Mount Żar. The reservoir's bottom is completely paved with asphalt, and its capacity is ca. 0,5 hm³.

5. Conclusions

Poland has scarce water resources, due to its specific geographical positioning (low rainfall, high evaporation), and in addition little developed hydro engineering and hydroelectric infrastructure.

As a consequence, its hydropower potential is modest, and, moreover, it is utilised to a small extent (ca. 12%). However, in Poland hydropower ranks second in electricity generation from renewable sources and is an important factor in the National Power System (NPS). All Polish strategic development documents refer to the need to increase the retention storage capacity in water reservoirs, which would result in substantial opportunities of utilising such heads for electricity generation. An obstacle to such solutions is too restrictive environmental law, and lack of political will of the government to take action.

Polish hydropower generation began to develop at the beginning of the twentieth century, thanks to small hydropower facilities. After Poland had regained independence in 1918, the first fast very ambitious plans were devised for the development of hydropower generation, navigation and broadly meant water resources management. Unfortunately, destroyed by war and partitions, the country was not able to complete these ambitious plans in the short period between wars. They were reconsidered, however, immediately after World War II.

The first hydroelectric facilities were engineered, developed, and built by Polish planners, designers and builders. These projects were and still are important for the NPS operation. This successful period of hydropower development resulted from good governance of the Central Office for Water Management. Important hydro engineering facilities were built: the Włocławek barrage and Solina dam. Only after many years of construction the Czorsztyn-Niedzica dam was completed with a hydroelectric power plant and a large flood control reservoir.

An important addition to these conventional hydroelectric facilities were pumped storage plants, which play an important role in the power system.

REFERENCES

1. Kaskada Dolnej Wisły [*The Lower Vistula Cascade*], PROEKO Warsaw 1993
2. Majewski W., Wykorzystanie dolnej Wisły do celów energetycznych i żeglugowych [*Use of the Lower Vistula River for power generation and navigation*], ENERGA SA, Gdańsk 2011.
3. Majewski W. et al., Charakterystyka Raduni i jej zlewni w świetle RDW [*Characteristics of the Radunia River and its catchment in the light of WFD*], IBW PAN Publishers, Gdańsk 2005.
4. Małe elektrownie wodne – poradnik [*Small hydropower plants – a guide*], edited by M. Hoffmann, Warsaw 1991.
5. Michałowski S., Plutecki J., Energetyka wodna [*Hydropower generation*], Wydawnictwa Naukowo-Techniczne, Warsaw 1975.
6. Wisła. Monografia rzeki [*The Vistula, A monograph of the river*], Wydawnictwa Komunikacji i Łączności, Warsaw 1982.
7. Zbiorniki wodne w Polsce [*Water reservoirs in Poland*], KZGW, Warsaw 2011.

Wojciech Majewski

IMGW-PIB Institute of Meteorology and Water Management in Warsaw

e-mail: wmaj@ibwpan.gda.pl

Graduated from the Faculty of Hydraulic Engineering of the Gdańsk University of Technology, and completed postgraduate studies at the University of Glasgow. Since 1990 he has been a titular professor in hydraulic engineering and water management. He works at the Institute of Meteorology and Water Management in Warsaw. Vice-chairman of the Committee for Water Management of the Polish Academy of Sciences. He has directed the implementation of many important domestic and international projects in hydraulics, hydrology, and water engineering. Prof. Majewski has participated in numerous national and international conferences, presenting papers and general lectures. He has supervised many doctoral dissertations and reviewed doctoral and habilitation dissertations, and scientific works as grounds for professorship applications. He is the author of more than 300 publications in Polish and English in the field of hydraulic engineering and water management. Prof. Majewski is an outstanding engineering and scientific authority at home and abroad.

This is a supporting translation of the original text published in this issue of "Acta Energetica" on pages 44–53. When referring to the article please refer to the original text.

PL

Rozwój energetyki wodnej w Polsce. Najważniejsze obiekty hydrotechniczne

Autor

Wojciech Majewski

Słowa kluczowe

zasoby wodne, potencjał hydroenergetyczny, elektrownie wodne, elektrownie szczytowo-pompowe

Streszczenie

Polską jest krajem o skromnych zasobach wodnych, co stawia nas pod tym względem na końcu listy krajów europejskich. Również pojemność zbiorników retencyjnych w Polsce jest bardzo niska w porównaniu z innymi sąsiadującymi z nami krajami europejskimi i nie przekracza 6% średniego rocznego odpływu z terenu kraju. Wynikiem tego jest również niski potencjał hydroenergetyczny. Co więcej, ten niski potencjał jest wykorzystany jedynie w niewielkim stopniu w przeciwieństwie do większości krajów europejskich. Pierwsze obiekty hydroenergetyczne w Polsce powstały w okresie międzywojennym. Rozwój inwestycji hydroenergetycznych nastąpił w Polsce po II wojnie światowej. Były to elektrownie niskiego i wysokiego spadku, ale również obiekty ze zbiornikami wyrównawczymi, posiadające jednostki odwracalne. Po II wojnie światowej na terenie Polski, w nowych granicach, było bardzo dużo małych elektrowni wodnych, które w początkowym okresie nie stanowiły zainteresowania organizacji energetycznych i ulegały dewastacji. Później zaczęto je stopniowo uruchamiać. Na przeszkodzie budowy nowych, modernizacji istniejących lub odbudowy zdegradowanych obiektów często stają znaczne ograniczenia ekologiczne. W artykule przedstawiono te procesy, jak również opis istniejących większych obiektów hydroenergetycznych w Polsce.

1. Wprowadzenie

Wykorzystanie energii kinetycznej czy potencjalnej wody znane było od czasów starożytnych. Pierwszą maszyną napędową, która zastąpiła siłę mięśni ludzkich, a następnie zwierząt, było koło wodne napędzane energią płynącej wody. Służyło ono do przenoszenia wody na wyższy poziom. W dalszym etapie udoskonalano koła wodne, które wykorzystywano do innych celów. Podstawowym ograniczeniem tego urządzenia był fakt, że energię można było spożytkować tylko w miejscu jej wytwarzania. Służyło ono do napędu młynów zbożowych i prochowych, tartaków, foluszy czy młotów w kuźniach wodnych [4, 5]. Te urządzenia przyczyniły się w sposób istotny do uprzemysłowienia wielu krajów i wzrostu ich znaczenia gospodarczego. Z biegiem czasu mało sprawne koła wodne zastąpiono turbinami wodnymi o dużo wyższych sprawnościach. Do olbrzymiego rozwoju elektrowni wodnych na całym świecie pod koniec XIX wieku przyczyniło się sprzężenie turbiny wodnej z generatorem elektrycznym, transformacja napięcia prądu elektrycznego na wyższe napięcia i przesyłanie wytworzonej energii elektrycznej nawet na duże odległości, tam gdzie była ona potrzebna.

W początkowym okresie rozwoju hydroenergetyki ilość wyprodukowanej energii elektrycznej w nielicznych elektrowniach wodnych była wystarczająca, a czasami nawet zbyt duża na stosunkowo niewielkie zapotrzebowanie. Kilka takich przykładów mamy w Polsce i w innych krajach. Z biegiem czasu powstawały elektrownie ciepłe o dużych mocach, zapewniających wzrastające zapotrzebowanie na energię elektryczną. Elektrownie wodne, mimo zmniejszającego się ich udziału w systemach energetycznych, utrzymały nadal ważną rolę, posiadając możliwość szybkiego włączania się i wyłączenia oraz pracy z dużą sprawnością przy częściowym obciążeniu. Polska jest krajem o skromnych zasobach wodnych, co stawia nas pod tym względem na końcu listy krajów europejskich. Również

pojemność zbiorników retencyjnych w Polsce jest bardzo niska w porównaniu z innymi sąsiadującymi z nami krajami europejskimi i nie przekracza 6% średniego rocznego odpływu z terenu kraju [7]. Wynikiem tych czynników jest niski potencjał hydroenergetyczny. Co więcej, ten niski potencjał jest wykorzystany jedynie w niewielkim stopniu w przeciwieństwie do większości krajów europejskich.

W Polsce powstało kilka elektrowni szczytowo-pompowych dużej mocy, jak również klasyczne elektrownie wodne ze zbiornikami wyrównawczymi wyposażone w człony odwracalne.

W artykule przedstawiono rozwój energetyki wodnej w Polsce w okresie międzywojennym i po II wojnie światowej. Podano podstawowe dane dotyczące projektów, budowy i eksploatacji wielu obiektów hydroenergetycznych.

2. Początki hydroenergetyki w Polsce

Można przyjąć, że pierwsze elektrownie wodne na terenie Polski powstały w okresie międzywojennym, a nawet jeszcze przed uzyskaniem przez Polskę niepodległości.

2.1. Kaskada Raduni

Jedną z pierwszych inwestycji hydroenergetycznych była Kaskada Raduni zrealizowana przez Senat Wolnego Miasta Gdańska w latach 1910–1937 [3]. Kaskada Raduni składa się z ośmiu elektrowni wodnych o łącznej mocy instalowanej 14 MW. Kaskada elektrowni wytwarzała energię elektryczną potrzebną wówczas do pokrycia zapotrzebowania przez miasto Gdańsk.

Rzeka Radunia jest lewostronnym dopływem Motławy, która odpływa do Zatoki Gdańskiej. Całkowita długość Raduni wynosi 103 km, a powierzchnia zlewni 837 km². Różnica poziomów między źródłem i ujściem rzeki wynosi 162 m. Radunia wypływa z obniżenia terenu o długości ok. 4 km, nieopodal Jeziora Stężyckiego, na wysokości 165 m n.p.m. i przepływa przez kompleks jezior



Fot. 1. Elektrownia wodna Łapino na Raduni

zwanego Kółkiem Raduńskim Pojezierza Kaszubskiego. Radunia na niektórych odcinkach ma cechy rzeki o charakterze podgórskim (spadek sięgający 6,80‰). Do Motławy Radunia uchodzi na Żuławach Gdańskich w okolicy miejscowości Krępiec pod Gdańskiem.

Zbudowane na Raduni elektrownie wodne o łącznej mocy 14 MW czynne są do dzisiaj i stanowią zabytki przedwojennej architektury przemysłowej, udostępniane do zwiedzania (tab. 1). Wnętrza siłowni w dużej mierze zachowały oryginalne wyposażenie. Elektrownia wodna Pruszc 2 została zbudowana w 2005 roku. Natomiast przy zbiorniku Straszyn powstał zakład uzdatniania wody, który zaopatruje obecnie miasto Gdańsk w wodę komunalną.

2.2. Elektrownie Żur i Gródek

Drugim przykładem elektrowni wodnych wybudowanych w Polsce w okresie międzywojennym są Żur i Gródek na rzece Wdzie. Elektrownia Żur została zbudowana w latach 1928–1930. Jej projektantem i budowniczym był Alfons Hoffmann, późniejszy profesor w Instytucie Budownictwa Wodnego PAN w Gdańsku.

Elektrownia wodna była wyposażona w dwie turbiny Kaplan firmy Voith o łącznej mocy

Nazwa elektrowni	Rok budowy	Moc instalowana kW	Spad m
Rutki	1910	448	12,20
Łapino	1927	2294	13,80
Bielkowo	1924	7200	44,80
Straszyn	1910	2450	13,80
Przędziszyn	1937	872	4,50
Kuźnice	1934	875	4,21
Juszkowo	1937	250	4,25
Pruszcz 1	1921	100	6,90
Pruszcz 2	2005	250	5,56

Tab. 1. Elektrownie wodne Kaskady Raduni



Fot. 2. Widok Jeziora Żurskiego z kanałem derywacyjnym i elektrownią wodną

instalowanej 9 MW. Wodę do elektrowni z Jeziora Żurskiego doprowadza kanał derywacyjny o długości 900 m (fot. 2), a dalej dwa rurociągi żelbetowe o średnicy 4 m. Projekt elektrowni Gródek powstał w 1912 roku, a budowę rozpoczęto dwa lata później. Stopniowe uruchomienie elektrowni nastąpiło dopiero w latach 1923–1927. Elektrownia Gródek pracuje na bazie zbiornika retencyjnego o powierzchni ok. 90 ha. Zbiornik powstał przez spiętrzenie Wdy o 12 m zaporą ziemną w Gródku, z upustami



Fot. 3. Widok elektrowni wodnej Gródek z kanałem dopływowym

dennymi i jazem zasuwowym. Woda ze zbiornika do elektrowni doprowadzana

jest kanałem derywacyjnym o długości 1240 m. Dzięki derywacji w elektrowni uzyskano zwiększenie spadku o 6 m od piętrzenia na zaporze, czyli do 18 m. W trzech pionowych sztolniach o średnicy 4,0 m umieszczono trzy turbiny Francisca w układzie poziomym o łącznej mocy 3,5 MW. Ich dolną wodą jest rzeka Wda. Przepływ zainstalowany wynosi 28,2 m³/s. Średnia produkcja roczna energii elektrycznej to 13,8 GWh.

W 1928 roku wybudowano linię energetyczną o napięciu 60 kV i długości 140 km, zasilającą budowę portu Gdynia w energię elektryczną. Warto również wspomnieć, że początkowo obie te elektrownie wytwarzały dużo energii elektrycznej, na którą nie było zbytu. Chcąc temu zaradzić, A. Hoffmann stworzył przy elektrowniach zakład produkujący urządzenia elektryczne (żelazka, czajniki, garnki, grzejniki), żeby zwiększyć zapotrzebowanie na energię elektryczną. Warto również przypomnieć, że urządzenia te znalazły się na wystawie EXPO w 1939 roku w Stanach Zjednoczonych. Niektóre z nich przetrwały wiele lat i wciąż można ich używać.

2.3. Zapora i elektrownia Rożnów

Pierwszy projekt zapory i elektrowni Rożnów był już przygotowany w latach 1920–1930 przez prof. K. Pomianowskiego. Później został on poparty przez prof. G. Narutowicza. Katastrofalna powódź w zlewni Dunajca w 1934 roku przyspieszyła rozpoczęcie budowy. Prace budowlane wykonano w latach 1935–1941, a uruchomienie elektrowni nastąpiło w 1942 roku. Jednym z głównych wykonawców tego obiektu był Wacław Balcerski, późniejszy profesor Politechniki Gdańskiej.



Fot. 4. Widok zapory Rożnów od strony wody dolnej. Widoczne przelewy zamykane segmentami i wyloty upustów dennych

Zapora jest betonowa typu ciężkiego o wysokości 32,5 m. W wyniku jej budowy powstał zbiornik wodny o długości 22 km, powierzchni 16 km² i pojemności początkowej 193 hm³. Obiekt miał charakter przeciwpowodziowy i energetyczny. Zapora wyposażona jest w siedem przelewów zamykanych zasuwami segmentowymi oraz pięć upustów dennych. Zapora została wyposażona również w bardzo dobrze funkcjonującą przepławkę dla ryb wędrownych.

Elektrownia wodna posiada cztery pionowe turbiny Kaplana o mocy znamionowej 50 MW (4 · 12,5 MW), spadzie 29 m i przepływie instalowanym 240 m³/s. Elektrownia Rożnów miała zaopatrywać w energię

elektryczną powstający Centralny Okręg Przemysłowy (COP) i została połączona z Tarnowem linią energetyczną 150 kV.

2.4. Zapora i elektrownia Porąbka

Zapora Porąbka była pierwszą zaporą betonową typu ciężkiego wzniesioną w Polsce. Budowa przebiegała w latach 1928–1937. Zapora spiętrza wody Soły, tworząc Jezioro Międzybrodzkie. Głównym celem budowy zapory i zbiornika była ochrona przeciwpowodziowa. Projektantem zapory był prof. G. Narutowicz. Wysokość zapory wynosi 37,3 m.

Elektrownia wodna Porąbka została wybudowana dopiero po wojnie w latach 1951–1954. Wyposażono ją w dwa pionowe turbospoły Kaplana o mocy 6,1 MW każdy oraz turbinę Francisca o mocy 0,4 MW, wytwarzającą energię elektryczną na potrzeby własne. W latach późniejszych utworzone przez spiętrzenie Jezioro Międzybrodzkie stało się zbiornikiem dolnym elektrowni szczytowo-pompowej Porąbka-Żar.

2.5. Elektrownia wodna Dychów

Elektrownia została wybudowana w latach 1933–1936 na rzece Bóbr. Po II wojnie światowej znalazła się na terenie Polski. Elektrownia może pracować w trybie normalnym, ale głównie jako szczytowo-pompowa. W latach 2002–2005 została zmodernizowana i moc jej wzrosła do 90 MW (trzy turbiny Kaplana). Przepływ instalowany wynosi 330 m³/s przy spadzie w granicach 24–30 m. Roczna produkcja energii elektrycznej wynosi 80 GWh. Sprawność cyklu turbinowo-pompowego wynosi 71%.

3. Hydroenergetyka w Polsce po II wojnie światowej

W Polsce powojennej sprawy żeglugi i gospodarki wodnej znajdowały się w gestii Ministerstwa Żeglugi i Gospodarki Wodnej. W 1960 roku powołano Centralny Urząd Gospodarki Wodnej podległy bezpośrednio prezesowi Rady Ministrów. Po II wojnie światowej odbudowująca się gospodarka polska potrzebowała dużych ilości energii elektrycznej oraz wody. W 1952 roku na Politechnice Gdańskiej utworzono Wydział Budownictwa Wodnego, a rok później powstał Instytut Budownictwa Wodnego PAN (IBW PAN) z nowoczesnym laboratorium hydraulicznym. Wydział Budownictwa Wodnego nastawiony był na szkolenie kadr inżynierskich potrzebnych do realizacji przyszłych projektów hydrotechnicznych i hydroenergetycznych, a IBW PAN miał wykonywać prace badawcze związane z tymi projektami. Powstało wiele planów budowy nowych obiektów hydrotechnicznych i hydroenergetycznych. Już w pierwszym planie gospodarki wodnej, opracowanym w latach 60. przez Komitet Gospodarki Wodnej Polskiej Akademii Nauk, podkreślono bardzo duże znaczenie dolnej Wisły dla celów żeglugowych i energetycznych [2].

W latach 1968–1971 opracowany został przez polskich specjalistów, przy współudziale Programu Rozwoju ONZ, projekt kompleksowego rozwoju systemu wodnego rzeki Wisły. Zakładał on rozwiązanie wielu ważnych problemów gospodarki wodnej w dorzeczu, w tym także energetyczne wykorzystanie całej Wisły.

Opracowany pod koniec lat 70. „Kompleksowy program zagospodarowania i wykorzystania Wisły”, zwany w skrócie „Programem Wisła”, nawiązywał do planowanego wszechstronnego rozwoju gospodarczego kraju i nosił silne akcenty propagandowe. Warto dziś podkreślić, że „Program Wisła” zawierał wszechstronne podejście do zagadnień gospodarki wodnej, uwzględniając nie tylko problemy techniczne i gospodarcze, ale również przyrodnicze, kulturowe i rekreacyjne. Nie został on jednak zrealizowany ze względu na brak merytorycznego uzasadnienia wielu inwestycji, brak pokrycia finansowego oraz brak możliwości wykonawczych polskich przedsiębiorstw.

Powstał również program pod nazwą Kaskada Dolnej Wisły (KDW) [1], na mocy którego na odcinku dolnej Wisły (od ujścia Narwi do ujścia Wisły do morza) powstać miała kaskada ośmiu stopni piętrzących ze zbiornikami przepływowymi. Dolna Wisła skupia ok. 50% całego ekonomicznego potencjału hydroenergetycznego Polski. Kaskada miała charakter zwarty o podstawowym celu żeglugowo-energetycznym. W ramach tego projektu oddano w 1970 roku do eksploatacji pierwszy stopień Włocławek. Zaawansowane były plany budowy następnego stopnia Ciechocinek, poniżej Włocławka, i Wyszogród powyżej. Rozpoczęto przygotowanie placu budowy stopnia Ciechocinek. Niestety, kryzys ekonomiczny lat 80. przeszkodził realizacji następnego stopnia KDW.

Strukturę produkcji energii elektrycznej z odnawialnych źródeł w 2010 roku przedstawia tab. 2.

Warto podkreślić, że obecne wykorzystanie energii elektrycznej wytwarzanej w elektrowniach wodnych nie przekracza 12% potencjalnych możliwości technicznych energetyki wodnej.

Zgodnie z obwieszczeniem ministra gospodarki z 15 listopada 2011 roku (Monitor Polski nr 110, poz. 1112) „Analiza realizacji celów ilościowych i osiągniętych wyników w zakresie wytwarzania energii elektrycznej w odnawialnych źródłach energii”: globalna produkcja energii elektrycznej w Polsce w 2010 roku wynosiła 156,1 TWh, w tym z odnawialnych źródeł 10,9 TWh, co stanowiło 7% globalnej produkcji energii elektrycznej w Polsce. Zgodnie z prognozą zapotrzebowanie na energię elektryczną będzie stale rosło. Wyniesie ono w 2015 roku – 182 TWh, w 2020 roku – 205 TWh, a w 2030 roku – 280 TWh (źródło: na podstawie danych z Ministerstwa Gospodarki).

Gdyby utrzymać obecny procent wytwarzania energii elektrycznej w elektrowniach wodnych, to w 2020 roku musiałyby one wytwarzać 4,1 TWh rocznie w stosunku do 2,9 TWh w 2010 roku. Przyjęcie produkcji energii elektrycznej ze źródeł odnawialnych w wysokości 15% w 2020 roku, co zaleca UE, wymagałoby wytwarzania 31 GWh, w tym z elektrowni wodnych ok. 7,8 TWh. To bardzo poważne wyzwanie dla energetyki wodnej.

Rozwój energetyki wodnej na wszystkich kontynentach jest obecnie niezwykle dynamiczny. Szacuje się, że roczny wzrost mocy zainstalowanej będzie wynosił ok. 3%. Europa jest jedynym kontynentem, na którym duża część atrakcyjnych

Źródło energii	Udział w produkcji globalnej [%]	Udział w produkcji ze źródeł odnawialnych [%]	Produkcja energii [GWh/rok]	Sumaryczna moc instalowana [MW]
Elektrownie na biomasę	3,708	53,18	5 788	126,0
Elektrownie wodne	1,871	26,84	2 922	554,4
Elektrownie wiatrowe	1,160	16,63	1 822	1 180,3
Elektrownie na biogaz	0,233	3,34	363	82,9
Razem	6,980	100,00	10 895	1 943,6

Tab. 2. Struktura produkcji odnawialnej energii elektrycznej w Polsce w 2010 roku

lokalizacji została już zagospodarowana. Dane z 2011 roku wskazują, że wykorzystanie dogodnych lokalizacji w krajach UE oscyluje od 93% w Irlandii, do 4,8% na Węgrzech i 17,1% w Polsce. Polska znajduje się na drugim miejscu od końca tej listy. Co więcej, nakłady na budowę zarówno małych, jak i dużych elektrowni wodnych w naszym kraju są średnio dwukrotnie wyższe niż w innych krajach europejskich, a trzykrotnie wyższe niż w Niemczech.

Wpływ na taką sytuację mają bardzo liczne organizacje proekologiczne, które doprowadziły do zablokowania rozwoju dużej energetyki wodnej oraz powstania dodatkowych barier dla małych elektrowni wodnych. Sektor energetyki wodnej w Polsce ucierpiał na tym szczególnie, gdyż dodatkowo dotknął go w latach 70. i 80. kryzys ekonomiczny. Trzeba podkreślić jednak odbudowę i systematyczny rozwój energetyki wodnej w latach 50. i 60., zakończonych uruchomieniem w 1969 roku elektrowni wodnej Solina i w 1970 roku elektrowni wodnej Włocławek. Trwającej do lat 90. stagnacji konwencjonalnej energetyki wodnej towarzyszył rozwój małej energetyki wodnej oraz modernizacji dużych elektrowni wodnych. Równoległe nastąpił również rozwój elektrowni szczytowo-pompowych (ESP). W 1971 roku uruchomiono ESP Żydowo, w 1980 roku ESP Porąbka-Żar, a trzy lata później ESP Żarnowiec.

3.1. Elektrownia wodna Koronowo

Elektrownia wodna Koronowo znajduje się na rzece Brdzie w województwie kujawsko-pomorskim. Koncepcję budowy opracowali jeszcze w okresie międzywojennym profesorowie K. Pomianowski oraz A. Hoffmann. Budowa trwała od 1956 do 1961 roku. Zapora ziemna na 49,15 km Brdy tworzy zbiornik o pojemności 80 hm³ i powierzchni 1600 ha. Przepływ SSQ w przekroju zapory wynosi 24,8 m³/s. Wysokość piętrzenia wynosi 20 m. Zapora wyposażona jest w dwa upusty denne o sumarycznej przepustowości 78 m³/s. Elektrownia wodna znajduje się na 38,8 km rzeki Brdy. Przepływ instalowany wynosi 2 · 60 m³/s. Instalowany spad – 26 m. Woda ze zbiornika do elektrowni doprowadzana jest derywacją utworzoną poprzez wykonanie pomiędzy naturalnymi jeziorami przekopów, a następnie przez jaz wlotowy nad Jeziorem Białym i kanałem roboczym o długości 1350 m do zamka wodnego (dzięki derywacji w elektrowni uzyskano zwiększenie spadu o 6 m od piętrzenia na zaporze, czyli do 26 m). Dalej woda przez rurociągi stalowe o średnicy 4,8 m doprowadzana



Fot. 5. Elektrownia wodna Koronowo. Widok dwóch rurociągów doprowadzających wodę do elektrowni

jest do turbin. W budynku elektrowni zabudowane są dwa pionowe hydrozespoły z turbinami Kaplana, umieszczonymi w spiralnych komorach. Turbiny sprzężone są z generatorami synchronicznymi o mocy 15,5 MVA, pracującymi na napięciu 10,5 kV. Elektrownia współpracuje z siecią 110 kV. Dolną wodą elektrowni jest zbiornik Trzyszczyń.

3.2. Elektrownia wodna Tresna

Elektrownia wodna Tresna znajduje się przy zaporze ziemnej na 40,0 km rzeki Soły. Zapora i elektrownia zostały oddane do eksploatacji w 1967 roku. Wysokość piętrzenia wynosi 25,4 m. Zapora tworzy zbiornik przeciwpowodziowy o pojemności 96 hm³, wchodzący w skład Kaskady Soły (Tresna, Porąbka, Czaniec). Powierzchnia zbiornika to 964 ha. Zapora wyposażona jest w upusty denne oraz przelew powierzchniowy. Elektrownia wodna wyposażona jest w dwie turbiny pionowe Kaplana o mocy 10,5 MW każda. Przeszła modernizację w latach 2001–2003. Spad instalowany wynosi 20,4 m, a przelęg instalowany 122 m³/s. Produkcja energii elektrycznej w roku średnim to 32 GWh.



Fot. 6. Widok od strony wody dolnej elektrowni wodnej Tresna na tle zapory ziemnej

3.3. Kaskada Dolnej Wisły (KDW)

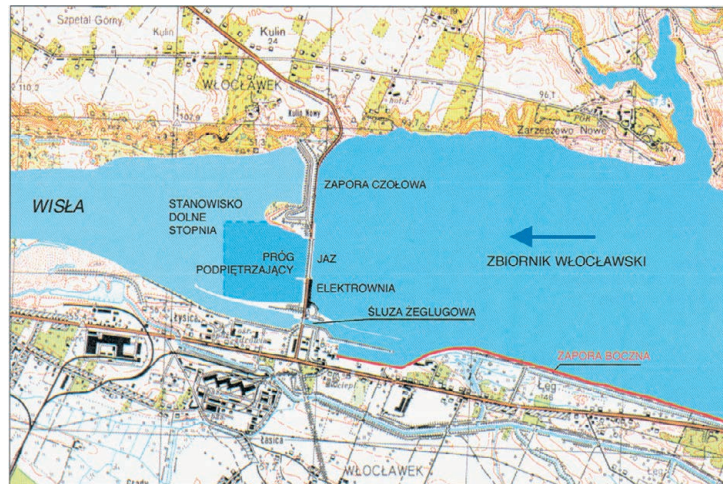
Od wielu lat uważano, że dolna Wisła posiada istotne walory żeglugowe i energetyczne. Już pod koniec XIX wieku dolna Wisła, znajdująca się na terenie zaboru pruskiego (od miejscowości Silno do morza), została uregulowana w celach żeglugowych. W okresie międzywojennym zwrócono uwagę na możliwości energetycznego wykorzystania dolnej Wisły. Po II wojnie powróciła idea energetycznego i żeglugowego wykorzystania dolnej Wisły w postaci kaskady stopni piętrzących. Pierwsza koncepcja KDW powstała już w 1957 roku jako opracowanie Polskiej Akademii Nauk i Hydroprojektu, podsumowujące wieloletnie prace badawcze i projektowe polskich naukowców oraz hydrotechników. W latach 90. powrócono do tej koncepcji. Dolna Wisła stanowi ok. 50% potencjału hydroenergetycznego całej Polski. KDW była bardzo złożonym przedsięwzięciem inwestycyjnym, wiążącym ważne aspekty gospodarcze, społeczne i przyrodnicze na obszarze dawnych sześciu, a obecnie trzech województw (mazowieckiego, kujawsko-pomorskiego i pomorskiego).

KDW miała być zwartym systemem ośmiu stopni wodnych niskiego spadku ze zbiornikami przepływowymi zrealizowanymi w taki sposób, żeby piętrzenie na stopniu niższym sięgało do stanowiska dolnego stopnia wyższego [1]. Ze względu na ograniczenie powierzchni terenów zalewowych przyjęto, że odległości między stopniami będą w granicach od 30 do 50 km. Zakładano, że wszystkie elektrownie będą pracować przepływowo.



Rys. 1. Koncepcja Kaskady Dolnej Wisły z lat 90.

Obszar, na który oddziałuje KDW, obejmuje ok. 14% ludności Polski. Znajdują się tu dwie duże aglomeracje: gdańska i bydgosko-toruńska. Ponadto w regionie tym leży wiele miast, takich jak Tczew, Malbork, Kwidzyn, Grudziądz, Świecie, Chełmno, Ciechocinek, Nieszawa, Włocławek, Płock i Wyszogród. Aktywność gospodarcza tego regionu związana jest z dużymi zakładami przemysłu chemicznego, celulozowo-papierniczego i petrochemicznego. Rolnictwo w tym rejonie boryka się z poważnymi problemami niedoboru wody z powodu bardzo niskich opadów. Występuje tam, niestety, duże bezrobocie.



Rys. 2. Układ stopnia wodnego Włocławek

Jednym z elementów KDW jest stopień wodny Włocławek oddany do eksploatacji w 1970 roku.

3.4. Elektrownia wodna Włocławek

Elektrowni wodnej Włocławek i całego stopniowi poświęcony będzie odrębny artykuł. Dlatego tu znajdują się jedynie podstawowe informacje.

Stopień wodny Włocławek (km 674,75) został oddany do eksploatacji w 1970 roku, w ramach projektowanej KDW. Powstał przy nim zbiornik wodny przepływowy o długości ok. 55 km i początkowej pojemności 400 mln m³. Stopień składa się z zapory czołowej, 10-przęsłowego jazu, elektrowni wodnej o mocy instalowanej 160,2 MW, przepławki dla ryb, służby żeglugowej oraz zapór bocznych. Stopień Włocławek był pierwszym z projektowanej kaskady energetyczno-żeglugowej. W 1979 roku rozpoczęto prace przy budowie następnego stopnia Ciechocinek, przez wykonanie projektu technicznego i przygotowanie placu budowy. Kryzys ekonomiczny lat 80. przekreślił realizację tego projektu. Do dziś, to jest przez przeszło 40 lat, stopień Włocławek pracuje samodzielnie, przynosząc wiele korzyści, ale również wiele negatywnych konsekwencji, głównie ze względu na brak następnego stopnia podpiętrżającego jego wodę dolną. Wybór lokalizacji stopnia Włocławek wynikał z korzystnych warunków topograficznych, dobrych możliwości energetycznych oraz koncepcji kanału centralnego, który miał brać początek w zbiorniku Włocławek i przerzucać wodę w silnie uprzemysłowiony rejon Polski południowej, charakteryzujący się poważnym deficytem zasobów wodnych.

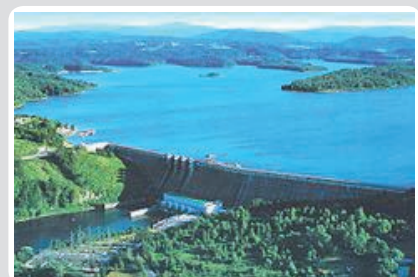
Projektowanie i budowa tak dużego obiektu hydrotechnicznego była pracą pionierską w Polsce. Jak się później okazało, nie przewidziano wielu negatywnych konsekwencji tego projektu, jak na przykład skutków intensywnej erozji poniżej stopnia czy zmiany reżimu lodowego w przypadku braku realizacji następnego stopnia kaskady.

3.5. Elektrownia wodna Solina-Myczkowce

Zapora Solina została oddana do eksploatacji w 1968 roku na rzece San na 325 km,

tworząc zbiornik o pojemności 472 hm³ i powierzchni 22 km². Zapora betonowa typu ciężkiego ma wysokość maksymalną 82 m i wysokość piętrzenia 60 m. Zapora wyposażona jest w trzy prześła przelewowe oraz upusty denne. Długość zapory to 665 m. Podstawową funkcją zbiornika jest ochrona przeciwpowodziowa, produkcja energii elektrycznej oraz rekreacja.

Przy zaporze znajduje się elektrownia wodna o mocy instalowanej 200 MW po modernizacji w latach 2000–2003. Ma cztery turbiny Francis, z czego dwie są rewersyjne. Dzięki zbiornikowi wyrównawczemu elektrownia może pracować jako szczytowa oraz jako szczytowo-pompowa. Kompleksowe badania części przelewowej zapory i elektrowni wodnej przeprowadzono w Instytucie Budownictwa Wodnego PAN w Gdańsku. Projekt wykonało Biuro Projektów Siłowni Wodnych w Warszawie. Zapora ziemna Myczkowce o wysokości 17,5 m i wysokości piętrzenia 15,5 m znajduje się na 319 km rzeki San i tworzy zbiornik wyrównawczy dla elektrowni Solina o pojemności 9 hm³. Długość zapory – 386 m. Przy zaporze znajduje się elektrownia wodna o mocy 8,3 MW.



Fot. 7. Widok zapory, elektrowni wodnej i zbiornika Solina

3.6. Elektrownia Czorsztyń-Niedzica

Idea utworzenia zapory, zbiornika i elektrowni wodnej Czorsztyń-Niedzica znana była już przed II wojną światową. Szczególny impuls tej inwestycji dała powódź w rejonie Dunajca w 1934 roku.

Po 22 latach budowy w 1997 roku oddano do eksploatacji zaporę, zbiornik i elektrownię Czorsztyn-Niedzica, zlokalizowaną na 173 km Dunajca. Zbiornik ma charakter przeciwpowodziowy o pojemności całkowitej 232 hm³ i pojemności powodziowej 63 hm³. Powierzchnia zbiornika wynosi 1226 ha. Zbiornik wykorzystywany jest też do celów energetycznych oraz turystyczno-rekreacyjnych. Typ zapory – ziemna o wysokości piętrzenia 54,5 m. Zbiornik znajduje się w rejonie Pienińskiego Parku Narodowego w pobliżu zamków Czorsztyn i Niedzica. Poniżej zbiornika Czorsztyn-Niedzica umiejscowiony jest zbiornik wyrównawczy Sromowce Wyżne.



Fot. 8. Widok zapory Czorsztyn-Niedzica, wraz z przelewem powierzchniowym i elektrownią, oraz zbiornika

Elektrownia wodna wyposażona jest w dwa odwracalne turbozespoły Deriaza o mocy w trybie turbinowym 92 MW, pracujące na spadzie 40–50 m. Obecnie elektrownia pracuje głównie w trybie turbinowym. Zbiornik Sromowce Wyżne ma charakter wyrównawczy i pozwala na pracę elektrowni Czorsztyn-Niedzica w trybie szczytowym i pompowym. Elektrownia ma charakter przepływowy i posiada cztery turbiny śmigłowe o osi pionowej. Pracują one na spadach w granicach 3,4–10,3 m. Poniżej jazu Sromowce Wyżne jest stały przepływ 9 lub 12 m³/s, zależnie od pory roku, który zasila dolny odcinek Dunajca.

3.7. Elektrownia Dębe

W wyniku budowy w latach 1958–1963 zapory ziemnej na 22 km rzeki Narwi powstał zbiornik przepływowy o pojemności 90 hm³ i powierzchni 3300 ha. Wysokość piętrzenia to 7 m. W skład stopnia wchodzi zapora ziemna o wysokości piętrzenia 7 m, 5-przęsłowy jaz oraz elektrownia wodna o mocy 21 MW. Zbiornik nie spełnia roli przeciwpowodziowej. Nie posiada śluzy żeglugowej ani przepławki dla ryb. Oprócz funkcji energetycznej pełni on rolę rekreacyjną, hodowli ryb, zaopatrzenia w wodę i połączony jest z Warszawą Kanałem Żerańskim ze służą żeglugową Żerań.

Elektrownia Dębe posiada moc instalowaną 20 MW. Wyposażona jest w cztery turbozespoły z turbinami Kaplana o średnicy 4,8 m. Przepływ nominalny wynosi 107 m³/s, a spad nominalny – 5,7 m. Produkcja energii elektrycznej wynosi 91 GWh rocznie. Turbiny są sprzężone z generatorami o mocy 6,25 MVA.

Po koronie stopnia przebiega droga wojewódzka.

4. Elektrownie szczytowo-pompowe

W początkowym okresie powojennym zapotrzebowanie na energię elektryczną w ciągu dnia, tygodnia, a nawet miesiąca, było bardzo nierównomierne. Głównym producentem energii elektrycznej w Polsce były elektrownie ciepłe, które nie mają możliwości szybkich zmian wytwarzania energii. Powstawały więc okresy nadmiaru i niedoboru energii. Jedynym sposobem rozwiązania tego problemu jest zastosowanie elektrowni szczytowo-pompowych, które w okresie nadmiaru energii wykorzystują ją do pompowania wody do zbiornika górnego, a w czasie niedoboru energii pracują w cyklu turbinowym, wytwarzając potrzebną energię elektryczną. Zastosowanie tego systemu jest opłacalne dzięki wysokiej sprawności całego cyklu, dziś już przekraczającego 70%. W początkowym okresie w elektrowniach szczytowo-pompowych istniały pompy jako osobne jednostki i turbiny też jako jednostki osobne. Z biegiem czasu zaczęto stosować jednostki odwracalne, które mogą pracować jako pompy i jako turbiny.

W niektórych klasycznych elektrowniach wodnych, pracujących szczytowo lub podszczytowo i posiadających poniżej zbiorniki wyrównawcze, stało się możliwe instalowanie członów odwracalnych. Były one wykorzystywane do pompowania wody ze stanowiska dolnego (zbiornika wyrównawczego) na stanowisko górne w okresie nadmiaru energii. Przykładami takich elektrowni wodnych są: Dychów, Solina i Czorsztyn-Niedzica.

Typowymi elektrowniami szczytowo-pompowymi w Polsce są: Żydowo, Żarnowiec i Porąbka-Żar.

4.1. Elektrownia szczytowo-pompowa Żydowo

Pierwsza koncepcja elektrowni szczytowo-pompowej Żydowo powstała już w 1932 roku. Wykorzystywała ona jako zbiornik górny i dolny dwa jeziora położone niedaleko siebie, ale różniące się znacznie rzędną zwierciadła wody. Początkowo projektowana moc tej elektrowni wynosiła 45 MW. Nowy projekt tej elektrowni powstał w 1957 roku. Budowa trwała w latach 1964–1971. Elektrownia położona jest w powiecie koszalińskim (województwo zachodnio-pomorskie). Jako zbiornik górny wykorzystywane jest jezioro Kamienne o powierzchni 78–100 ha (zależnie od napełnienia). Warstwa użytkowa ma pojemność 3,3 hm³. Zbiornik dolny stanowi jezioro Kwiecko o powierzchni



Fot. 9. Widok kanału otwartego, rurociągów i elektrowni wodnej Żydowo

140 ha. Różnica poziomów między zwierciadłami wody w obu jeziorach wynosi 83 m. Odległość między brzegami jezior – ok. 2 km.

Oba jeziora są połączone kanałem otwartym o długości 1300 m. Szerokość kanału wynosi 12 m, głębokość 9 m, a maksymalna prędkość przepływu – 2,20 m/s. Kanał w specjalnej budowli przechodzi w trzy rurociągi stalowe o średnicy 5 m i długości 467 m. Rurociągi doprowadzają wodę do trzech turbin Francisa. Dwie turbiny są odwracalne, a jedna klasyczna. Maksymalna moc w cyklu turbinowym wynosi 156 MW, a przełyk instalowany – 240 m³/s. W cyklu pompowym dwie turbiny odwracalne mają 136 MW. Ilość wody zmagazynowana w warstwie eksploatacyjnej jeziora Kamienne (zbiornik górny) wystarcza na pracę elektrowni pełną mocą przez 4,5 godz.

4.2. Elektrownia szczytowo-pompowa Żarnowiec (ES-P)

Elektrownia szczytowo-pompowa Żarnowiec – największa elektrownia wodna w Polsce – położona jest w województwie pomorskim. Budowę rozpoczęto 1976 roku, a oddano do eksploatacji w 1983 roku. Planowano budowę kompleksu energetycznego, składającego się z elektrowni jądrowej oraz elektrowni szczytowo-pompowej. Jezioro Żarnowieckie miało służyć jako zbiornik wody chłodzącej dla elektrowni jądrowej i jednocześnie jako zbiornik dolny elektrowni szczytowo-pompowej.

Koncepcja budowy elektrowni jądrowej narodziła się w 1972 roku. Budowę poprzedziły kompleksowe badania Jeziora Żarnowieckiego i najbliższego regionu. Elektrownia miała składać się z czterech reaktorów o łącznej mocy 1600 MW. Budowę rozpoczęto w 1982 roku, a osiem lat później podjęto decyzję o jej przerwaniu. W momencie zamknięcia budowy stan zaawansowania inwestycji oceniano na poziomie 45–50%.

Zbiornik górny ES-P został wykonany na wzgórzach otaczających jezioro jako sztuczny o powierzchni 122 ha, pojemności użytkowej 13,6 hm³ i całkowitej 16 hm³. Wahania poziomu wody w zbiorniku górnym wynoszą 16 m. Rzędna zwierciadła wody w zbiorniku górnym wynosi ponad 100 m n.p.m. Zbiornik ma obwałowania ziemne i jest całkowicie pokryty warstwą asfaltu.

Jezioro Żarnowieckie znajduje się na przebiegu rzeki Piaśnicy. Posiada powierzchnię 1470 ha i pojemność 121 hm³. Maksymalna głębokość jeziora to 19,4 m. Jezioro na odpływie zostało wyposażone w jaz pozwalający na regulację poziomów wody w jeziorze i wartości odpływu. Wahania poziomu wody w jeziorze w wyniku pracy elektrowni wynoszą ok. 1 m w cyklu dobowym.

Zbiornik górny jest połączony z elektrownią czterema rurociągami stalowymi o średnicy początkowej 7,1 m, a końcowej (przy wlocie do elektrowni) 5,4 m. Długość rurociągów to 1100 m, a maksymalny przepływ wszystkimi rurociągami – 700 m³/s. Pojemność wody w zbiorniku górnym pozwala na pracę elektrowni pełną mocą przez 5,5 godz. Stanowi to zasób energii o wartości 3,6 GWh. Elektrownia wodna jest wyposażona w cztery turbiny odwracalne typu Francisa



Fot. 10. Widok zbiornika górnego elektrowni szczytowo-pompowej, rurociągów, elektrowni i Jeziora Żarnowieckiego

o łącznej mocy 716 MW. Moc maksymalna w cyklu pompowym stanowi 800 MW. Elektrownia wodna jest połączona z jeziorem kanałem otwartym o długości 835 m, szerokości 250 m i maksymalnej głębokości 13 m. Prędkości przepływu w kanale nie przekraczają 1 m/s.

4.3. Elektrownia szczytowo-pompowa Porąbka-Żar

Pierwsza koncepcja budowy elektrowni szczytowo-pompowej Porąbka-Żar powstała już w 1952 roku. Wynikała ona z korzystnych warunków geograficzno-hydrologicznych – zbiornika wodnego na Sole o pojemności 28 hm³, utworzonego przez budowę zapory betonowej, ciężkiej Porąbka i pobliskiej góry Żar, przewyższającej poziom zwierciadła wody w zbiorniku o ponad 400 m.

W 1979 roku została oddana do eksploatacji druga co do wielkości mocy i pierwsza podziemna elektrownia szczytowo-pompowa. Elektrownia wyposażona jest w cztery turbozespoły odwracalne Francisca o mocy w trybie turbinowym 4 · 125 MW i 4 · 135 MW w trybie pompowym. Średnica wirnika to 3,10 m. Spad statyczny wynosi

440 m. Elektrownia ma możliwość pracy przez cztery godziny w trybie turbinowym i 5,5 godz. w trybie pompowym. Przełyk nominalny wynosi 35 m³/s. Sprawność całego cyklu wynosi 75%. Sztolnie doprowadzają wodę. Cała elektrownia znajduje się we wnętrzu góry.

Średniorocznie elektrownia wytwarza 640 GWh energii elektrycznej, pobierając z sieci ok. 840 GWh.

Zbiornik górny o pojemności 0,5 hm³ został wykonany w sposób sztuczny na szczycie góry Żar. Dno zbiornika jest całkowicie wyasfaltowane i posiada pojemność ok. 0,5 hm³.

5. Podsumowanie

Polska ma skromne zasoby wodne, co wynika z jej specyficznego położenia geograficznego (niskie opady, wysokie parowanie), a ponadto mało rozwiniętą infrastrukturę hydrotechniczną i hydroenergetyczną. W konsekwencji dysponuje skromnym potencjałem hydroenergetycznym, który dodatkowo jest wykorzystany w małym stopniu (ok. 12%). Mimo to w Polsce hydroenergetyka zajmuje drugie miejsce w produkcji energii elektrycznej ze źródeł odnawialnych (pierwsze miejsce zajmują elektrownie na biomasę, a trzecie elektrownie wiatrowe), co stanowi ważny czynnik w Krajowym Systemie Elektroenergetycznym (KSE). Wszystkie polskie strategiczne dokumenty rozwoju mówią o konieczności zwiększenia pojemności retencyjnej w zbiornikach wodnych, co stwarzałoby duże możliwości wykorzystania powstałych tak spiętrzeń do produkcji energii elektrycznej. Na przeszkodzie takim rozwiązaniom stoi zbyt restrykcyjne prawo ekologiczne i brak politycznej woli rządu do podjęcia działań.

Polska energetyka wodna zaczęła się rozwijać z początkiem XX wieku dzięki niewielkim obiektom hydroenergetycznym. Po uzyskaniu przez Polskę niepodległości

w 1918 roku szybko powstały pierwsze bardzo ambitne plany rozwoju energetyki wodnej, żeglugi i szeroko pojętej gospodarki wodnej. Niestety, zniszczony wojną i rozbiorem kraj w krótkim okresie międzywojennym nie był w stanie zrealizować tych ambitnych planów. Powrócono do nich jednak zaraz po zakończeniu II wojny światowej.

Zacząły powstawać pierwsze obiekty hydroenergetyczne za pomocą polskiego potencjału projektowego, badawczego i wykonawczego. Stanowiły one i stanowią nadal ważne inwestycje w KSE. Ten pomyślny okres rozwoju hydroenergetyki był wynikiem dobrze działającego Centralnego Urzędu Gospodarki Wodnej. Powstały ważne obiekty hydrotechniczne: stopień Włocławek i zapora Solina. Dopiero po wielu latach budowy powstała zapora Czorsztyn-Niedzica z elektrownią wodną i dużym zbiornikiem przeciwpowodziowym. Ważnym uzupełnieniem tych klasycznych obiektów hydroenergetycznych były elektrownie szczytowo-pompowe, odgrywające ważną rolę w systemie energetycznym.

Bibliografia

1. Kaskada Dolnej Wisły, PROEKO, Warszawa 1993.
2. Majewski W., Wykorzystanie dolnej Wisły do celów energetycznych i żeglugowych, ENERGA SA, Gdańsk 2011.
3. Majewski W. i in., Charakterystyka Raduni i jej zlewni w świetle RDW, Wydawnictwo IBW PAN, Gdańsk 2005.
4. Małe elektrownie wodne – poradnik, red. M. Hoffmann, Warszawa 1991.
5. Michałowski S., Plutecki J., Energetyka wodna, Wydawnictwa Naukowo-Techniczne, Warszawa 1975.
6. Wisła. Monografia rzeki, Wydawnictwa Komunikacji i Łączności, Warszawa 1982.
7. Zbiorniki wodne w Polsce, KZGW, Warszawa 2011.

Wojciech Majewski

prof. dr hab. inż.

Instytut Meteorologii i Gospodarki Wodnej PIB w Warszawie

e-mail: wmaj@ibwpan.gda.pl

Absolwent Wydziału Budownictwa Wodnego Politechniki Gdańskiej oraz studiów podyplomowych Uniwersytetu w Glasgow. Od 1990 roku jest profesorem tytularnym o specjalności inżynieria i gospodarka wodna. Pracuje w IMGW-PIB w Warszawie. Jest wiceprzewodniczącym Komitetu Gospodarki Wodnej PAN. Kierował realizacją wielu ważnych projektów krajowych i międzynarodowych dotyczących hydrauliki, hydrologii i inżynierii wodnej. Uczestniczył w krajowych i międzynarodowych konferencjach, przedstawiając referaty i referaty generalne. Był promotorem wielu prac doktorskich oraz recenzentem prac doktorskich, habilitacyjnych i dorobku naukowego na tytuł profesora. Jest autorem ponad 300 publikacji w języku polskim i angielskim z dziedziny inżynierii i gospodarki wodnej. Wybitny autorytet inżynierski i naukowy w kraju i za granicą.