

Hydropower and its development

Author

Janusz Steller

Keywords

hydropower, hydroelectric power plant, hydroelectric set, hydropower potential

Abstract

Even if the documented history of hydropower reaches back as far as 5000 years ago, it owes its rapid acceleration in growth to the industrial revolution at the beginning of the nineteenth century. The end of the twentieth century brought about new challenges associated, on the one hand, with a growing demand for ancillary grid services, and on the other with new requirements for mitigating the environmental impact. Hydropower technology expansion had come about in a manner aiming to at least partially exploit the mechanical energy of sea and ocean waters. This study points out to the most important trends in and barriers to hydropower development, with particular focus on the situation in Poland. This author sees the main threats to Polish hydropower development in how it is perceived solely through the prism of the generation of a particular volume of green energy, and a total underestimation of the quality of electricity supply and the numerous non-energy benefits resulting from hydroelectric power plant operation.

DOI: 10.12736/issn.2300-3022.2013301

1. Introduction – Hydropower in the concept of sustainable development

Inland waters represent a fairly limited energy potential compared with other energy sources (Tab. 1). Due to its relatively high predictability and the possibility of energy concentration and storage, this source of energy is very attractive. Historical research shows that it was already appreciated in about 3000 years BC. Written sources reporting entire hydropower installations, however, come from later times [9–12].

Undershot wheel driven transport of water was reported in the 3rd century BC by Philo of Byzantium, and in the second decade of the first century AD Vitruvius mentioned water-powered mill wheels with bevel gears. Several hundred years later, reports of overshot wheels appeared, and then those of mills with undershot water wheels set on floating vessels. It is also known that in Europe mills using tidal energy were already being operated in the seventh century [13]. Floating mills could have been seen still in the eighteenth century, which is evidenced by Canaletto's famous painting of the view of Warsaw from its Prague district. Today this idea is referred to by some supporters of headless micro hydropower plants.

Until the end of World War II, many small hydropower installations were still driven by overshot, undershot, as well as Zuppinger-type midshot, water wheels. In the 1990s some vendors began

Renewable energy source	Annual consumption/output	Reserves ¹ /technical potential	Total resources ¹ /theoretical potential
petroleum	175 [3]	9 841 [4]	12 080 [1]
natural gas	115 [3]	7 502 [4]	16 570 [1]
coal	146 [3]	25 225 [4]	199 670 [1]
uranium ²	30 [3]	2 310 [2,5]	5 410 [1]
hydropower	12.2 [6]	57 [5]	143 [5]
biomass	50 [5]	200–500 [5]	1 500 [5]
photovoltaics solar energy concentration	0.12 ³ [6]	1 689 [7] 8 043 [7]	3 900 000 [5]
wind power	1,403 [6]	450 [7]	6 000 [5]
geothermal power plants geothermal heat	0.24 [7] 0.44 [7]	117.5 [7] 41.6 [7]	1 400 ⁴ [7]
sea and ocean tides ocean surface waves	No data	1.8–3.6 [8] 106.2 [7]	7 400 ⁵ [1]

Tab. 1. Global resources and potential of major energy carriers, EJ (10¹⁸ J)

offering compact hydroelectric sets driven by modern water wheels. In recent years, water wheels seem to be clearly losing the competition with Archimedes screws used as gravitational water machines.

¹ Only conventional resources. Calorific value according to WEC [5].

² Without fast-neutron reactors.

³ Forecast of electricity generation in 2011.

⁴ The heat flux reaching annually from the Earth's depths of its surface.

⁵ All ocean technologies – including osmotic and thermal technology.

Unlike gravity machines driven by the gravity of descending mass of water, water turbines are hydraulic machines, whereby the driving torque comes from the exchange of angular momentum between water mass and rotor shaft. This principle is expressed in quantitative form by Leonhard Euler's fundamental turbine equation, for example [9–12, 15–17].

Often considered as the original reaction hydraulic turbine is the closed rotating vessel with two nozzles on its perimeter, built in the mid-eighteenth century by Johann A. Segner. Its torque originates from the reaction force caused by pressurised water flowing out of the nozzles in the circumferential direction. Even earlier, however, were the wooden devices in the form of simplified versions of impulse turbines, including the so-called Turkish water wheel [12, 15] or Balkan wheel, in operation.

More than half a century after the Segner invention, the first water turbines suitable for driving industrial equipment appeared. From the end of the nineteenth century they were also used to drive hydroelectric generators. An important breakthrough was the launch of the first hydroelectric power plant in Appleton (Wisconsin, USA) in 1881. Ten years later electricity from a hydropower plant in Germany was transmitted over a distance of 175 km by means of a three-phase 15kV transmission line [10].

At least until the turn of 1970s and 1980s the main priorities in water turbine engineering were increase in capacity, efficiency and reliability, as well as extension of the safe operating range due to changes in flow rate and head alike. The requirement to reduce machine size was very important, prompting an increase in water turbine specific speed while maintaining good cavitation properties. Concurrent compliance with so many requirements – often conflicting with each other – enforced not only entirely new engineering solutions, but also optimization of the flow system geometry. Significant progress in this area was made possible after the implementation of advanced techniques of computational fluid dynamics (CFD), and – especially – the finite volume method.

From the early 80s the importance of new priorities was increasingly growing. The new trends included:

- environment-friendly design, including: zero oil leaks to water, preference for machines that did not cause damage to the downstream migrating fish
- reducing the lower limit of the heads, at which turbines can be installed and operated in a commercially reasonable manner
- development of a series of types of turbines specially designed for small hydropower plants, including the so-called micro- and pico plants
- mastering the technology of utilizing the energy of steady ocean currents, and those associated with daily tides, using kinetic turbines
- development of the technologies of energy generation from waving sea and ocean surfaces.

Environmental constraints affected the construction of dams, hydroelectric power plant operating modes, and entire capex project implementation processes, which in many cases have been suspended or completely blocked. This applies to many European Union countries, including Poland, where in the early 1980s the technical potential was only 12% utilised.

The environmental impact of dams, high dams with large reservoirs in particular, is clearly visible, although its full evaluation may require a lot of effort and advanced expertise. A summary of significant impacts may be found, among others, in reports [1, 7]. Some of the adverse effects have been prevented for decades, using a variety of environmental engineering techniques (including fish passages for the upstream migrating fish, maintaining the residual flow, periodic flushing of accumulated sediment from reservoirs). Progress in this area makes these techniques increasingly effective. At the same time, in many countries more and more stringent administrative procedures are in place. In Poland it perpetuated in the 1990s stagnation in the construction of large classic hydropower plants [18–21]. Also investors in the so far tolerated small hydropower generation face growing difficulties. Hydropower in Poland seems to be losing ground not only to alternative renewable energy sources, but also to non-renewable sources, the adverse environmental impact of which is indisputable.

The author believes that the reasons for this lie in the very narrow and one-sided understanding of natural environment protection. It is assumed that any change in man's natural environment in relation to the status quo is harmful, and the construction of a dam is always more or less evil. This kind of approach to environmental protection fails to consider such effects as reduced harmful atmospheric emissions and consumption of non-renewable energy, relief of roads due to better use of waterways, as well as raising the level of ground water, containing river channel erosion downstream of existing barrages, or creating favourable conditions for natural life at the edges of floodplains. Even more ignored are the social and economic effects such as flood protection, or increased local employment. Globally underestimated is the role that hydropower has to fulfil facilitating the development of unstable renewable energy sources, especially wind and solar, as well as the much-talked about today local smart grids. Polish strategic documents express often erroneous opinions about exhausted capabilities of energy storage in hydropower facilities.

Certain EU directives, including Directive 2000/60/EC known as the Water Framework Directive (WFD) and so-called Habitat Directives 92/43/EEC and 2009/147/EC, also show an adverse impact on the development of hydropower in the European Union. Contrary to the expectations of numerous stakeholders, the WFD Directive does not regulate the principles of rational management of water resources. Instead, the main emphasis is put on the rules for their protection, including improving the quality of water bodies. Strict implementation of WFD provisions has led, among other effects, to a clash with recommendations of Directives 2001/77/EC and 2009/28/EC on the promotion of renewable energy sources. The Habitat Directives have provided the basis for the Natura 2000 program, which covers almost 20% of Polish territory, including the entire Lower Vistula (Wisła) valley. Implementation of capex projects in these areas is extremely difficult. Not only the appropriate environmental compensation is required, but also evidence that the project is essential due to an important overriding public interest.

Opponents of hydropower usually see it only through the prism of green energy generation and related benefits. Such an approach hardly complies with the overall concept of sustainable development. The outstanding merits of hydropower in the context of other renewable energy sources are evidenced by quantitative indicators. The efficiency of electricity generation in modern hydroelectric power plants is unparalleled by other renewable energy sources. Equally beneficial are also other techno-economic and environmental performance indicators (Tab. 2). Particularly striking is the high rate of energy harvest ratio (ratio of the energy output during a plant's lifetime to the energy input in its construction and operation).

Renewable energy source	Energy pay-back period	Energy harvest ratio	CO ₂ emission	Used area	Operating time
	year	–	t/GWh	m ² /GW	h/year
Hydro power					
Small hydro	2–3	40–100	10	varied	6 000
run-of-the-river plants	1–2	100–200	3	varied	8 000
storage plants	1–2	100–200	3	varied	3 000
Wind power	0.6–2	9–30	5	1.7 · 10 ⁶	2 000
Solar power					
Photovoltaics	3–8	3–5	7	100 000	1 500
Solar collectors	0.5–5	20–100	4	4.3 · 10 ⁶	1 500
Thermal RES (biomass)					
Heat plants	10–20	10–20	300–400	5 · 10 ⁹	8 760
Power plants ⁶ (conventional cycle)	> 25	2–8	750–2000	> 7.5 · 10 ⁹	8 760
cogeneration plants (combined cycle) ¹	10–30	7–20	300–600	> 5 · 10 ⁹	8 760

Tab. 2. Selected indicators of some renewable energy sources [22]

2. Hydroelectric power stations and their equipment

2.1. Hydroelectric power plant in the power system

In many developing countries, but also in some developed European ones (Norway, Switzerland, Austria), hydroelectric power plants are major sources of electricity supply. Sometimes an individual plant is such a source for an entire region, while the relevance of others covers large areas. Stakeholders in the recently undertaken project of the Grand Inga hydropower plant complex in the Congo River (with a total capacity of ca. 40 GW) foresee the supply of electricity in an area stretching from South Africa to Egypt.

In countries where the majority of electricity is generated in thermal power plants, especially nuclear ones, the primary task of hydropower often includes regulatory functions and other ancillary services. Especially suited for the control and intervention functions are pumped storage plants, which have been built since as early as in the 1920s. Despite the development of various energy storage technologies, according to numerous studies the pumped storage plants still represent the most cost effective option. With nearly 25 GW installed capacity, Japan is now the world leader in this respect [23].

In Poland, where thermal power plants still cover more than 96% of the demand for electricity, until the 1990s the vast majority of storage hydropower plants operated in a peak or sub-peak regime. The trend to include more and more hydroelectric sets into the Automated Generation Control and the Automated Voltage Control systems was also to be observed. As a result of economic changes, which have led to changes in the daily load variation, and owing to upgrades of thermal generating sets enabling their safe operation at variable daily loads, and to grid operators' policy with regard to large electricity consumers, the demand for hydropower ancillary services has declined. Also the way pumped storage plants operate has changed. In addition, requirements of the Ministry of Environment have forced many classic hydropower plants to abandon their peak operation. In some cases (Włocławek and Dębe hydropower plants) of critical relevance has been the river bed erosion downstream of the barrage, due to the failure to build previously planned downstream barrages.

The situation in Poland, however, may soon change, as happened some time ago in many other European countries, where due to the strong development of the wind power sector and other unstable RES the demand has increased for ancillary system services, including intervention power reserve – both in generating and electricity absorption direction. The scale of the problem is illustrated in Fig. 1, which, after [24], presents the output power of wind and photovoltaic plants in the German power system as of March 2012. Particularly well suited for compensating the fluctuations of unstable RES output power are dense hydropower plant cascades and the pumped storage plants with hydroelectric sets of variable rotation speed, or operating under the hydraulic shortcut regime (concurrent operation of turbine and storage pump connected to the same penstock). The installed capacity of pumped storage power plants in Europe in 2011 amounted to ca. 45 GW, representing more than one third of the power of all pump plants in the world. However, according to the Europrog report, at the same time the construction of 60 other installations with a total capacity 27 GW [23, 25] was already planned. Although over the next decade most of pump power plants will be built in Germany, Austria and Switzerland, the largest project currently in progress is the already operational Dnestrovskaya power plant in Ukraine, with target turbine and pump operation capacities of 2 268 MW and 3 010 MW, respectively.

⁶ Ratios estimated based on the expected efficiency according to UNDP [1].

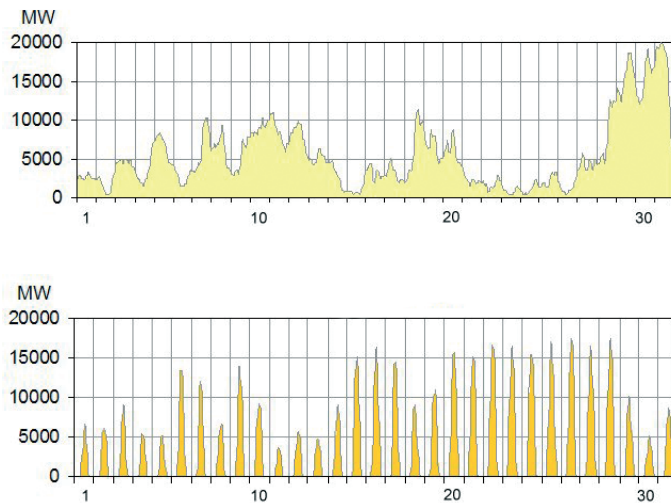


Fig. 1. German power system supply from wind (top) and photovoltaic (bottom) power plants in March 2012 [24]

2.2. Hydroelectric power plant and dam types

In terms of operating regime, power plants may operate either for the base load or for peak and sub-peak load. Power plants available to the system operator, capable of intervention operation and performing other services at the operator's request (e.g. black start, condenser mode), are referred to as system plants. System plants are usually pumped storage plants, which include classic ones and those with natural inflow.

All power plants designated for peak and sub-peak operation were designed as storage facilities or internal components of a dense cascade, i.e. of a series of barrages set in such a way that the tailwater level of each stage is highly dependent on the next stage head water level. Depending on the time required to achieve the full damming level after a full operating cycle, reservoirs may be refilled daily, weekly, or seasonally. In Poland many plants once designated for peak and sub-peak operation now operate for the base load, just like power plants at levelling barrages and classic run-of-river plants.

One of the main criteria for the classification of hydroelectric power plants is how water is supplied to the hydraulic units. One distinguishes between plants set at dams and weirs, and those with derivation systems, where water is fed through an open channel (pressure-free derivation) or a pipeline/tunnel completely filled with water (pressure derivation). Both types of derivation are often combined with each other.

Derivation in a classic plant allows for the necessary head at limited outlays for the damming structure, without the need for a large water reservoir. It also has several advantages from the energy conversion point of view. However, it requires many precautions to ensure safe operation of penstocks during transient states, as well as a sufficiently high residual flow.

Damming structures and facilities include dams and weirs. The division criterion is the function: a dam's primary task is to dam up water, whereas the primary task of a weir is to control water-course flow.

Construction of dams and their associated hydraulic facilities has a rich history. A concise summary may be found in [9, 11, 12, 26, 27]. Building of damming structures is always an extremely responsible task, due to the effects, to which errors in both the design and the actual construction may lead. In particular, seepage should be avoided, i.e. movement of substrate in relation to filtration under the dam. Due to the effect of potential disaster, the legislation in many countries divides damming structures into classes. According to the Polish regulations, hydraulic structures of class I and II should be equipped with control and measurement devices designed for automatic reading, and ensuring periodic monitoring of their correctness. For this latter purpose automatic systems for dam technical monitoring are used. Catastrophic failures of dams are extremely rare. Over the last 20 years in Poland the earth dams of the retention reservoirs in Górowo Iławeckie and Niedów were broken, and a part of Dychów power plant dam slipped.

Quite obvious is hydroelectric power plant classification according to their heads H and installed capacities P . The classic monograph of J. Giesecke and E. Mosonyi [9] distinguishes between low-head ($H \leq 15$ m), mid-head ($15 \text{ m} < H \leq 50$ m) and high-head ($H > 50$ m) facilities. This division corresponds fairly well with Polish realities. Numerous references indicate, however, other limits: e.g. $H = 30$ m and $H = 100$ m [10].

Recently, also distinguished are ultra-low head ($H \leq 2$ m) plants. Still in the early 1990s the opinion prevailed that dams with such low head cannot be exploited in a commercially reasonable manner. Today, in addition to compact tubular hydroelectric sets operated even at 1.70 m heads, in the so-called small hydropower sector appeared completely new engineering solutions that enable cost efficient operation at heads even below 1 m. We are also witnessing construction of the first commercial headless underwater plants (energy farms) driven only by the kinetic energy of ocean and tidal currents [5, 7, 28, 29]. Also in progress is R&D for exploiting kinetic energy of rivers, although its practical relevance seems to be quite limited, for example [30].

From the perspective of the power grid operator and the electricity market, hydropower plants are commonly divided into small and large ones, although there is no common agreement as to the division criterion. In Poland – like in the United Kingdom, Hungary and Latvia – the limit is 5 MW, but many other European countries consider small hydropower plants (SHP) as those below 10 MW of installed capacity. This limit is also applied in preparation of statistical data and other documents at EU level. The practical significance of this limit results from a variety of legal and administrative procedures, as well as the state aid in the RES sector. For the same reasons among small hydropower plants mini-, micro- and pico-facilities may also be distinguished.

2.3. Electromechanical equipment

The basic electromechanical equipment of a hydroelectric power plant is always a hydroelectric set consisting of a water energy machine (turbine or gravity machine) and an electric machine (generator). Torque transmission requires often – but not always – a coupling (couplings), and sometimes also a gear, which are also an integral part of the set. Also a control and protection

system with actuators (servomotors), and an excitation system (for synchronous generators) are considered hydroelectric set components.

Technological advances of the past decades have left their marks on almost all of these equipment items. Control systems have undergone radical and widespread changes. Former speed governors with Watt mechanism have been almost entirely replaced by electronic ones, and high-pressure oil systems are used in actuators [31]. Excitation systems for synchronous generators in the form of generator shaft-driven exciters have been largely superseded by static excitation systems. For a few decades, also asynchronous generators have been used. An innovation of the past twenty years, now increasingly widespread, is the use of variable rotation speed. This is especially justified in the case of small hydroelectric sets operated at large relative changes in gross head. In such a case, permanent magnet generators are often used. Variable rotation speed is also used in reversible sets. This allows not only for high efficiency over a wide range of operating parameters, but also for power control in the pumping mode of operation.

The limits of this article do not allow for even a cursory overview of the water turbine development history. In Tab. 3 some of the history's milestones are listed, including the Francis turbine development path, and the appearance of the Kaplan turbine [32].

In parallel with the launch of a prototype hydroelectric set with Kaplan turbine in Europe, the concept of the straflow (straight flow) type tubular hydroelectric set was patented in the United States. According to the latter concept turbine runner is provided with an outer ring, on which the generator rotor windings are set. It was not until many years later, however, when numerous technical problems were mastered, including those related with seals, that the runner blades adjustment was introduced [33]. Since the pump-turbine with diagonal impeller and adjustable blades was designed by P. Deriaz in the 1950s all the basic types of hydraulic turbine flow systems prevailing up to that date were known in the hydropower industry (Fig. 2).

In order to allow easy comparison of machinery tested under various conditions, test results are presented using values reduced to unit head and characteristic runner diameter. Among the dimensionless parameters special attention should be given to kinematic specific speed n_q interpreted as the rotational speed of the runner of a turbine geometrically similar to a model turbine, which discharges 1 m³/s of water when operated at the unit head in the best efficiency point. The specific speed is closely correlated with the runner shape, and that's why it is sometimes referred to as the shape number. The specific speed increase leads, on the one hand, to reduced size of the turbine capable of operating at a given flow rate and head, and on the other – to increased local flow velocities and dynamic pressure depression. This means deterioration of cavitation properties. For this reason, the highest specific speeds are typical for low-head machines. A significant increase in turbine specific speed has been achieved using advanced CFD methods. Low-head tubular turbines achieve today the specific speed value between 260 and 280. In the case of Francis turbines and radial-axial pump-turbines not only the specific speed has been increased,

Year	Designer	Development essence
1750	J.A. Segner	Segner mill – the first reaction water turbine
1754	L. Euler	Théorie plus complète des machines qui sont mises en mouvement par la force de réaction l'eau – fundamentals of the water turbine theory
1828	F. Girard	impulse turbine with vertical shaft and axial flow
1827	B. Fourneyron	high-head reaction turbine with radial guide vanes and centrifugal runner with vertical axis
1836	S. Howd	reaction turbine with centrifugal runner (U.S. patent)
1837	C.A. Henschel	low-head vertical reaction turbine with axial-flow, the first use of a suction tube
1848	F.W. Schwamkrug	impulse turbine with horizontal axis, fed by nozzles from the shaft side
1848	J.B. Francis	research and upgrade of the Howd turbine (later known as Francis turbine)
1851	L. D. Girard	regulated impulse turbine with vertical shaft and axial flow
1859	C.L. Fink	Francis turbine distributor with adjustable vanes (patent)
1869	A.M. Swain	flow deflection in Francis runner in the axial direction
1880	Pfarr/J.M. Voith	spiral chamber upstream of Francis turbine distributor
1881	T. Edison	the first hydroelectric power plant (Appleton, Wisconsin, USA)
1883	L. Pelton	impulse turbine with the runner driven by liquid jet(s) directed tangentially to its circumference and striking the buckets placed on it
1904	F. Lawaczek	reaction turbine with diagonal runner without outer ring (Harmrode, Germany)
1917	V. Kaplan	turbine with an axial runner with adjustable blades (Austrian Patent No. 74 244; August 1913)
1919	V. Kaplan/I. Storek	the first hydroelectric set with Kaplan turbine (Velml, Lower Austria)
1919	L.S. Harza	tubular turbine (straflow) with runner blade tips mounted in the generator rotor (U.S. Patent No. 1 485 186)
1930	E. Wyss	the first axial pump-turbine (Baldeney, Germany)
1936	J.M. Voith	the first radial pump-turbines (Pedreira, Brazil)
1936	A. Fischer/E. Wyss	the first bulb turbines (Rościno at the Parsęta River, Pomerania)
1937–1951		73 straflow hydroelectric sets in the Lech, Iller and Sallach rivers (Germany)
1956	P. Deriaz	double-regulated diagonal pump-turbines (Niagara Falls)
1962	Neyrpic	bulb pump-turbines for La Rance tidal power station (pump and turbine operation in both directions)
1982	E. Wyss	the first straflow hydroelectric set with adjustable runner blades
1990	Toshiba	reversible hydroelectric set with variable rotational speed (Yasagawa)
after 1990	various	systems for sea wave energy conversion: Limpet (Wavegen/Voith), Wave Dragon (E.F. Madsen), Pelamis (Pelamis Wave Power) etc.
after 2000	various	underwater marine power plants with hydrokinetic turbines: SeaGen (MCT/Siemens), MeyGen (Andritz), OpenHydro, TGL etc.

Tab. 3. Milestones in the development of water power machines

but also the operating range has been radically extended into the partial loads area – so far available for small twin turbines only. Optimization of the streamline pattern was often a result of extending blade channels and increasing the number of runner blades. An illustration of the typical trend is a comparison of the meridional runner sections of the classic turbines at Solina plant before and after an upgrade (Fig. 3).

Even further-reaching technological changes have been introduced in the small hydropower sector. Already in the beginning of the last century, R&D efforts began on turbines dedicated especially for small plants (Tab. 4). These include cross-flow impulse turbines, known in Poland as Banki-Michell ones [35]. At this time also the Turgo turbine originated devised by G. Gielkes (a simplified version of a Pelton turbine). Although turbines designed for small hydropower were developed and produced throughout the twentieth century, they often were just simplified versions of machines designed for large plants. This has changed significantly in the last two decades of the last century in connection with the policy of European and U.S. governments with regard to the RES sector. Since then many turbine designs have been developed specifically for small hydro, including reactive variant of the cross-flow turbine (J. Cink, 1985), kinetic turbine with Darrieus runner (Gorlov, 2003), and the Alden type turbine

(Alden Research Laboratory, 2003). A lasting achievement is the introduction of a permanent magnet generator. The recent years' recognized and proven successes include the application of an Archimedean screw as a water gravity machine, and the launch of VLH very-low-head sets (M. Leclerc, J. Fonkenell, 2006), manufactured by the MJ2 Technologies [36]. The Alden -type turbine, Archimedean screw, and the Leclerc-Fonkenell hydroelectric set have in common the 100% rate of survival of the fish passing through them.

Over the last 20 years there has been tremendous progress in the technology of utilizing sea and ocean wave energy and ocean currents – both permanent and related to the diurnal tidal cycle.

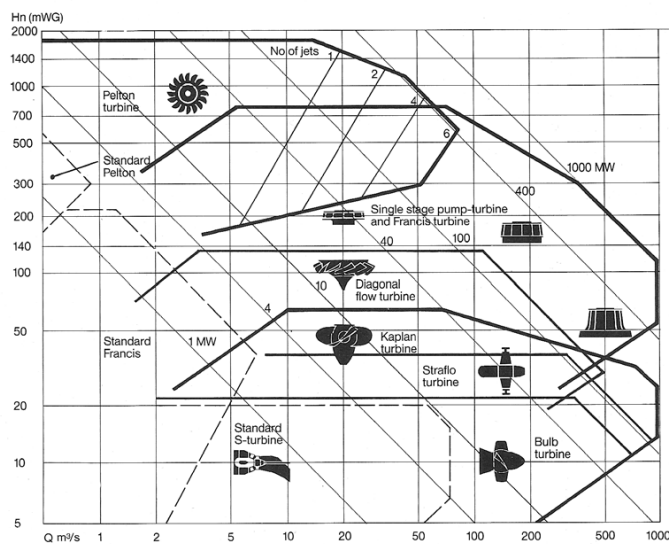


Fig. 2. Water turbine application areas according to Escher Wyss [11]

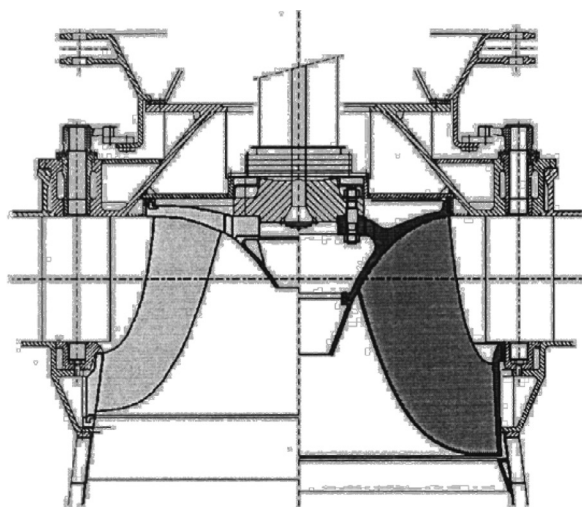


Fig. 3. Comparison of the runner geometry of a classic Francis turbine in Solina plant before (left) and after (right) the upgrade [34]

Year	Designer	Development essence
1903	A.G.M. Michell	cross flow impulse turbine (Australia)
1918	D. Banki	cross flow impulse turbine (patent in Germany)
1919	G. Gilkes	impulse turbine with liquid jet directed tangentially to cups placed over runner wheel perimeter (Turgo)
1985	J. Cink	cross flow reaction turbine
after 1990	Various	tubular hydroelectric sets with variable speed generators
after 1990	Various	hydroelectric sets with Archimedean screw as gravitational water machine
2003	Alden Research Lab	high performance fish friendly turbine with extended runner blade channels
2006	J. Fonkenell/ M. Leclerc	prototype VHL hydroelectric set: axial turbine with low specific speed Kaplan runner, and direct drive of a variable speed generator set located in the hub, with no suction tube, mounted in duct as a tilt device for damming and flow adjustment

Tab. 4. Selected innovative turbines and hydroelectric sets designed for small hydropower plants

The cycle of electricity generation from wave motion resembles the operation of traditional tidal power plants – it utilises the energy of water level ascending and descending alike. This operating principle is well illustrated by the Limpet plant launched in 2000 by Wavegen [37], in which the working medium is air in a concrete chamber, partially filled with an oscillating seawater column. Since then, a significant number of plants have been commissioned for operation in open waters. Some of them use sea water as the medium (Wave Dragon, 2005) – others (Pelamis, Wave Star) accumulate energy of the medium using hydraulic devices with pistons driven by sea water waving motion (Fig. 4). Today, in the seabed mounted energy conversion farms, hydroelectric sets with horizontal axes prevail, including traditional propeller hydraulic units and the Open Centre hydro sets [28] devoid of hub and shaft, with runner blades fitted in an outer ring, which also functions as the generator rotor set in a support structure bearings.

3. Hydropower in the world and in Poland

The global technical potential of inland water hydropower amounts to 14,500–16,000 TWh/year, which accounts for 35–40% of the theoretical potential [5]. According to the US



Fig. 4. Wave Star offshore wave plant module during outfitting at Gdańsk Shipyard (2009)

Energy Information Administration data, the 2011 hydro electricity output was ca. 3409 TWh, which indicates that this potential was used in 22–25%. Half of the world hydropower potential is located in Asia (Tab. 5). Over one third of 926 GW of the globally installed hydropower capacity is utilised there (2009). The unchallenged leader is China. At the end of 2008, Chinese plants represented 20% of the globally installed hydropower capacity. China was followed by Brazil (9%), USA (9%), Canada (8%), Russia (6%), and India (4%). It follows from a report of the World Energy Council, [5] that European countries accounted for 25% annually, but this share also includes Russia, the largest hydroelectric power plants of which are located in its Asian territories. Three quarters of other European countries' hydropower capacity were installed in five countries: Norway, France, Italy, Sweden, Spain, and Switzerland. After brief stagnation at the beginning of the last decade, the development of hydro power has again gained momentum – mainly due to Asian and Latin American countries (Fig. 5). Also in Africa hydropower has been steadily growing for a long time. The technical potential of this continent has been so far utilised only

Region	Technical potential	Generation (2009)	Inst. capacity (2009)	Potential utilisation, %
	TWh/year	TWh	GW	
North America	1659	628	153	39
Latin America	2856	732	156	26
Europe	1021	542	179	53
Africa	1174	98	23	8
Asia	7681	1514	402	20
Australia/Oceania	185	37	13	20
World	14576	3551	926	25

Tab. 5. Hydropower potential and its utilisation by regions of the world [7]

in 8%. According to the EIA projections, by 2020 the hydropower installed capacity and annual output around the world shall rise to around 1200 GW and 4465 TWh, respectively. Earlier forecasts of the International Hydropower Association (IHA) show that every third megawatt of the global hydropower capacity increment in this decade will be installed in China.

It seems that neither in China, nor elsewhere in the world, should construction of individual facilities larger than the Three Gorges on the Yangtze River (32 hydro sets with a total capacity of 22,500 MW) be expected any longer. Today, the largest pre-developed project is the Grand Inga hydropower complex at the

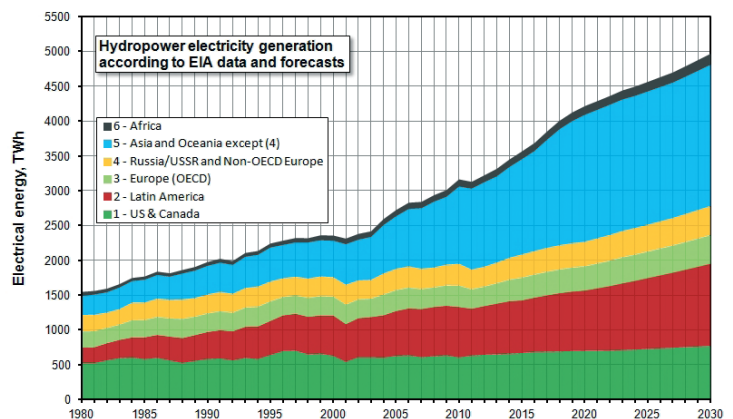


Fig. 5. Global hydropower electricity output, as per EIA statistical data and forecasts

Congo River with target capacity 39–42 GW. After years of discussion and debates it was decided to phase the implementation of the project consisting of several dams and a shared reservoir. The project feasibility study is well advanced, and it will be implemented by an international consortium. Among other major projects in Africa this year's IHA report [28] identifies the Gilgel Gibe III plant (1870 MW) on the River Omo in Ethiopia scheduled for commissioning in this year, and the already constructed Grand Renaissance Dam in the Blue Nile in Ethiopia. The installed capacity of the power plant built at the last dam will be 6,400 MW.

Another major projects of the decade include hydropower plants Xiangjiaba (6400 MW), Xiluodu (13 860 MW) and Nuozhadu (5850 MW). The first two plants are built in the upper Yangtze (the Jinsha River), and the last one – in the Chinese stretch of the Mekong River (the Lakang River). By 2015, China intends to increase its hydropower capacity to 284 GW, of which 41 GW should be in pump plants. In the Chinese province of Hebei the largest pumped-storage power plant in the world is built with a target capacity of 3600 MW. Also other countries in the region have ambitious plans. In Malaysia in 2012 the Bakun power plant was commissioned with a capacity of 2,400 MW, and works were in progress at yet another huge project (Murum, 944 MW). A 2,400 MW plant (Son La, the Da River) was commissioned also in Vietnam. Thus, the hydropower capacity installed in the country has increased to 12 GW. The Vietnamese government expects to achieve 17 GW by 2020. In Laos, Xayaburi power plant with a capacity of 1285 MW is under

#	Member State	Potential		Installed capacity (RES)	Normalised generation (RES)	Technical potential utilisation	Outlays	
		technical	economic/ environmental				<10 MW ⁷	≥10 MW
		TWh/a	TWh/a	MW	GWh	%	€/kW	€/kW
1.	Austria ⁸	73.0	52.0	12 919	52 113	71.4	4.5	no data
2.	Bulgaria ⁹	4.5	>4.0	3 019	3 691	86.3	3.4	no data
3.	The Czech Republic	4.9	>2.3	1 546	2 203	46.3	6.5	3.0
4.	Finland	16.9	14.6	3 196	13 992	82.8	2.7–7.0	2.0–2.5
5.	France ³	120.0	no data	25 554	49 176	55.7	2.3–4.5	2.0–3.0
6.	Germany ⁴	36.0	no data	3 906	19 503	53.5	2.0	no data
7.	Greece ¹⁰	17.0	no data	3 213	5 254	30.8	1.5	2.0
8.	Italy	160.0	42.0	18 092	44 012	27.5	4.5	no data
9.	Lithuania	2.1	0.1	127	430	20.2	2.5	no data
10.	Latvia	5.4	>3.0	1 576	3 142	55.3	2.6	no data
11.	Poland	12.0	no data	955	2 379	19.8	6.4	>9
12.	Portugal	29.1	21.3	5 492	11 398	40.3	2.5	1.7
13.	Romania	34.5	20.7	6 507	17 460	49.7	2.5–3.5	4.0–5.0
14.	Slovenia	7.6	no data	1 812	4 627	59.7	5.5	6.4
15.	Slovenia ⁴	8.8	4.7	1 213	3 774	59.6	1.8–4.0	1.5
16.	Spain	68.5	no data	13 280	29 536	47.2	1.3–2.3	1.1–1.8
17.	Sweden	130.0	73.4	16 845	68 157	52.3	3.1–3.5	1.3
18.	United Kingdom	27.2	6.9	1 592	7 479	18.1	3.0–12	1.8
EU-27		765,6	>261.4	121 343	320 422	44.1	4.0	3.7

Tab. 6. Selected hydropower indicators in some EU countries (2011)

construction on the Mekong, while in Myanmar (formerly Burma) – the Chipwi power plant (2 GW) erection is under way. The country's authorities plan to increase its installed hydropower capacity up to 40 GW. Also noteworthy are projects developed in Central Asia, including Kamarhati 1 plant at the Naryn River in Kyrgyzstan (1900 MW), the controversial Rogun dam at the Wakhsh River in Tajikistan (3600 MW), and Dasu at the Indus River in Pakistan (4320 MW). India plans to increase its installed hydropower capacity by one fourth in 2012–2017, up to 49 GW. The project of a 9750 MW hydropower plant at the Brahmaputra River is under preparation. Also Russia has returned to the development path. In 2014 the completion not only of Sayano-Shushenskaya (6400 MW) plant overhaul, but also of the 40-year construction cycle of Boguchanskaya plant (2 GW) in the Angara River is expected. For the same year the launch of Zagorskaya 2 pumped storage plant (840 MW) is scheduled.

Strong growth in hydropower is observed also in South American countries. According to the report [31], under construction or at advanced planning stages are now facilities with a total capacity of 35 GW, of which 23 GW is in Brazil. In 2012 Estreito power plant (1087 MW, the Tocantins River) was commissioned, and other Amazonian facilities were under construction: Belo Monte

(11 233 MW), Santo Antonio (3150 MW) and Jirau (3750 MW). Also Teles Pires plant (1830 MW) is built in the Amazon basin. This project has given rise to serious controversies, since in its planning the rights of the indigenous population to traditional places of worship were ignored. Also Colombia plans to increase its installed hydropower capacity by 4 GW, and Ituango in the Cauca River (2400 MW) and Sogamoso in the river by the same name (820 MW) are under construction.

Project portfolio in the rest of the world is less impressive. In the U.S., some of the hydroelectric dams have been removed on environmental grounds. Decommissioning other facilities in the Snake River in Washington State is contemplated. Hydropower capex projects in the U.S. are primarily upgrades of existing plants and development of small hydropower installations. Far from stagnation are Canada and Mexico, where the predeveloped or developed are many hydropower plants over 500 MW.

In Europe, the hydropower technical potential has been utilised already in large extent, even if to varying degrees in various countries. (Tab. 6). The present situation is substantially affected by numerous environmental NGOs, which have stopped development of large hydropower in many countries, and set additional barriers for small hydropower.

⁷ Low-head facilities.

⁸ as of 2010.

⁹ EUROSTAT, not normalised generation.

¹⁰ Not normalised generation.

Also the hydropower sector in Poland suffered, where in the 1970s and 1980 some earlier commenced projects, such as the Ciechocinek barrage and Młoty pumped storage plant, were abandoned because of lack of funds. As a result, the utilization of Polish technical hydropower potential does not exceed 20% and is one of the lowest in Europe. This estimate is based on the assumption that the potential does not exceed 12 TWh/year, as derived from the cadastre drawn up by Prof. A. Hoffmann's team (Tab. 7).

#	Water system	Potential
1.	Vistula (Wisła) + basin	9270
2.	Vistula	6177
3.	Left-bank tributaries	513
4.	Pilica	170
5.	Brda	119
6.	others	224
7.	Right-bank tributaries	2580
8.	Dunajec	814
9.	Wisłoka	126
10.	San	714
11.	Bug	309
12.	Narew	179
13.	others	438
14.	Odra + basin	2400
15.	Odra	1273
16.	Left-bank tributaries	619
17.	Nysa Kłodzka	134
18.	Bóbr	320
19.	others	165
20.	Right-bank tributaries	507
21.	Warta	351
22.	others	156
23.	Littoral rivers	280
TOTAL (1 + 14 + 23)		11950

Tab. 7. Polish hydropower technical potential, GWh/year, as per A. Hoffmann's cadastre

The cadastre does not include, however, streams with potential for continuous output below 100 kW per 1 km of stream course. The omitted streams may represent a potential as high as 1,700 GWh/year. The development of hydropower in Poland [18] is well illustrated by Fig. 6. It shows some stages and milestones, including: systematic development in the inter-war period (Żur, Gródek and other plants), launch of Dychów plant in the Bóbr River (1936), launch of Rożnów plant in 1941–1943; restoration and systematic development in the 1950s and 1960s (concluded with the launch of Solina and Włocławek plants in 1969 and 1971, respectively); stagnation until the early 1990s in conventional hydropower development; small hydro development and

large hydro upgrades. Stand out the launches of all three classic pumped storage plants: Żydowo (1971), Porąbka-Żar (1979–1980) and EW Żarnowiec (1983), as well as Niedzica (1997). Rehabilitation of these plants has resulted in upgrades of their installed capacities. And yet despite this consistently upward trend, for reasons reported earlier herein, the future of Polish hydropower remains unclear, as has been demonstrated by the misfortune of Nieszawa-Ciechocinek barrage at the Lower Vistula (Wisła). Indications are that even if the project sees its ultimate implementation, the use of spillways will be needed to achieve a discharge close to that of Włocławek plant's turbines. This may put a shadow on possible engineering of the Lower Vistula Cascade's subsequent stages if any.

Small hydropower plants are built mainly at the existing dams. Quite a few exceptions to this rule are primarily power plants erected as a by-product of major water management projects. Their implementation, however, may take even twenty years or

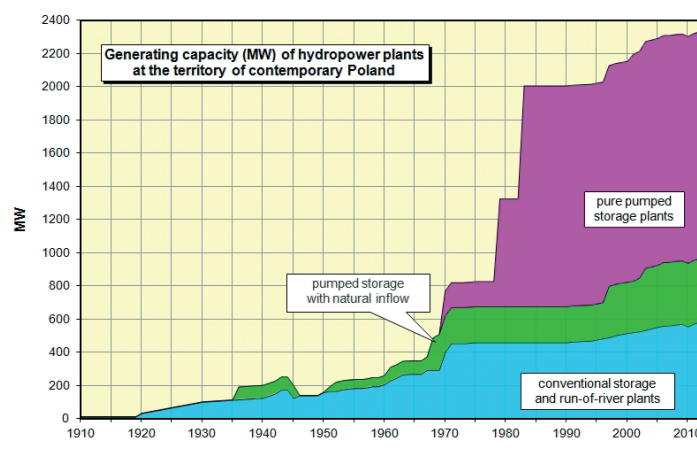


Fig. 6. Installed hydropower capacity in Poland

more, which is the case of Malczyce barrage at Odra river with a 9 MW power plant, and Świnna Poręba reservoir on Skawa with a 4.5 MW power plant. Malczyce is the largest hydropower project currently under construction in Poland, and the Polish law does not qualify it as an SHP.

As a result of the inventory carried out in the first half of the 1980s by the ENERGOPROJEKT Bureau of Power Engineering Studies and Projects, ca. 1,000 existing and planned damming facilities were identified, at which hydropower plants with a total capacity of 200 MW could be constructed or revitalised in an economically viable manner [38]. This corresponds to yearly electricity output of ca. 700 GWh. Since then, the installed SHP capacity has increased by 120 MW, but also many conditions of the sector development have changed. The most important changes include public support in the form of green certificates, and technical advancement on the one hand and stringent environmental requirements on the other. Therefore the usable hydropower potential associated with the existing dams should be re-evaluated. The first step was the inventory of barrages higher than 0.7 m, taken in 2012 by the National Water Management Board and its subordinate units [39]. 14,000

facilities have been identified. Since their hydropower usefulness has not been assessed, the work should be continued.

The Polish hydropower sector is not the only one with a dim future. Europe's largest conventional hydropower projects (Messorocha and Ilanorias in Greece, and Innertkirchen in Switzerland) are plants with capacities slightly over 150 MW. As an exception one may mention Albania where construction of the 280 MW Devoll plant is planned. Quite specific are plans for the construction of smaller power plants in Slovakia: Sered' (63 MW) and Nezbudská Lučka (33 MW) at Váh, and Čunovo II (13,5 MW) at Danube.

In this context, the small hydropower development forecasts (<10 MW) seem fairly optimistic. According to various sources, the SHP capacity installed in EU should increase in this decade by 2–3.5 GW, and its yearly output amount to over 50, maybe even 60 TWh. The forecast of Polish SHP output increment, developed as a part of the SHP STREAMMAP project [40, 41] is shown in Fig. 7.

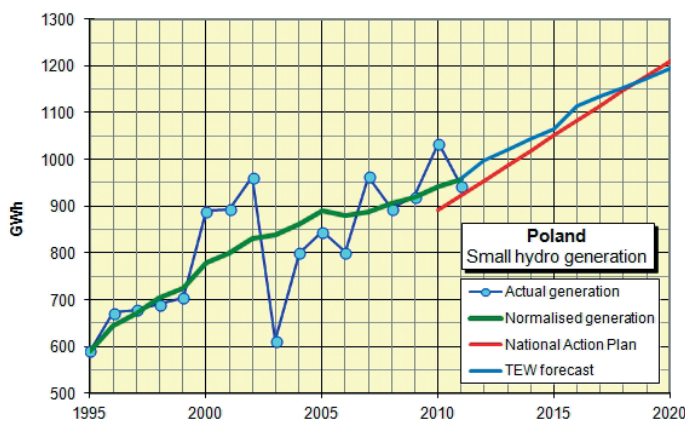


Fig. 7. 1995–2011 output of Polish hydropower plants ≤ 10 MW

As mentioned earlier, proliferation of unstable RES in Europe has led to a renaissance of pumped storage generation. In 2003, in Thuringia, the first European plant with a variable speed hydro-electric set with was commissioned (Goldisthal, 1060 MW). A variable speed hydraulic unit was commissioned also in 2010 in Avče plant in Slovenia (185 MW). A prototype unit of this type for Zagorskaya 2 plant was recently engineered in Russia and Ukraine. Construction of the first pump plant (Tarnita Laputesti, 1000 MW) has been planned in Romania, another two facilities are being considered in Slovakia. This year's IHA report also lists 13 locations considered in Thuringia (5.1 GW altogether), six new facilities in Switzerland (4 GW), two facilities in Austria, 3 – in Portugal, as well as upgraded facilities – including Le Cheylas in France (MW 485) and Żydowo in Poland. It is also known that an extension of Kruonis hydro plant (current available capacity: 900 MW) is contemplated in Lithuania.

Ambitious plans to build 10 classic pumped storage plants in Poland have become stuck at the fourth one (Młoty, 750 MW). Its construction, commenced in the beginning of the 1970s, was halted in the following decade and eventually stopped in

the early 1990s. The construction of Krempna pump plant in the Lower Beskid Mountains has not commenced either. The increase in regulatory and intervention capacity in the past twenty years was due to the launch of Niedzica plant (92 MW) and the upgrades of Żarnowiec (capacity increase from 680 to 716 MW), Solina (capacity increase from 136 to 200 MW) and Dychów (capacity increase from 79 to 90 MW). At the time of writing this text the Żydowo plant upgrade (turbine operation capacity increase from 150 to 156 MW) is in progress.

Constraints of classical hydropower development in Europe inspired interest in tidal power a long time ago. This resulted in the 1966 launch of La Rance tidal power station with twenty four 10 MW bulb units. A special feature of these sets is their capability of bi-directional turbine and pump operation. Shortly thereafter the pilot project of Annapolis Royal tidal power station (Nova Scotia, Canada) was commissioned with an 18 MW strafflo unit, as well as small experimental facilities in the Soviet Union (Kislaya Guba), and in the North Korea (Kesong Gulf). Nearly 50 years were needed to commission a dam tidal plant larger than La Rance (Sihwa, South Korea, 254 MW).

Assessment of the global technical potential of ocean tides is highly uncertain. ECOFYS' review [8] reports estimates it at 500–1,000 TWh/year which is the value ca. 20 times lower than the theoretical potential reported by the UNDP [1]. In some cases, energy from tides can significantly contribute to national energy mix. In the UK the project of a tidal plant at the estuary of the Severn River near Bristol has been under consideration for nearly 90 years. A plant located there could supply 12.9 TWh of electricity per year, which would amount to a ca. 5-percent share in the UK energy balance. The project development faces numerous protests because of its impact on valuable ecosystems on the edge of the floodplain. After earlier rejection, the British government is reconsidering its implementation, subject to inclusion of environmentally friendly solutions. Technological advances, such as those in environmental engineering, may enable development of other attractive projects, including Solway Firth (UK, 10 TWh/year), the Bay of Fundy in Canada (11.7 TWh/year) and the Gulf of Khambhat, India (16.4 TWh/year) [5].

Environmentalists do not protest against underwater plants driven by the kinetic energy of sea tides and currents (see section 2.3). Major projects include already commenced construction of an almost 400 MW farm of Hammerfest Andritz propeller units in the Pentland Firth Bay at the north- eastern coast of Scotland. Its target capacity should be achieved in 2020, but the Board of Crown Estate has already issued licenses for facilities with a total capacity of 1,800 MW, mainly in Pentland Firth and Orkney waters. [32] Another concession for a 100 MW farm off the Northern Ireland coast has been granted to a consortium involved in erection of Open Hydro units. In Atlantic waters from the Bay of Biscay to the Orkney Islands pilot hydroelectric sets from other vendors, such as Sea Gen, Tidal Generation Ltd (Alstom), and Voith Hydro, are installed. Many of them test pilot installations in locations in the Orkney region, provided by the EMEC European Marine Energy Centre. Interest in tidal power is not limited to Europe, as evidenced by the activity of a number of manufacturers from the U.S., Canada and Japan, as well as the already commenced installation of a plant

off the coast of South Korea with Voith hydraulic units with target total capacity of 150 MW. [37]

The exploitation of wave energy is still at the experimental and pilot plant stage. The average power stream carried by ocean waves is estimated at more than 1 MW per metre of wave crest [5]. Estimates of the global ocean and sea wave energy in deep waters (over 100 m) range from 8,000 to 80,000 TWh per year. Its economic potential is estimated at 140 to 750 TWh/year, although it is believed that once more mature designs are engineered, it will rise to 2000 TWh/year. A brief overview of the ocean energy to electricity conversion technologies available today can be found, among other references, in reports [5, 7] and on EMEC websites. The most reliable wave to electricity converting facilities include plants set by Wavegen and Pelamis Wave Power. After ten years of Limpet plant's prototype operation on the island of Islay (Scotland), Voith Hydro Wavegen launched the first commercial installation of this kind on the coast of the Bay of Biscay (Mutriku, 300 kW), and started to build another one in the New Hebrides with the first and second phase target capacities of 4 MW and 30 MW, respectively [37]. In 2008 Pelamis Wave Power commissioned the first floating commercial farm with three 750 kW generator sets off the coast of Portugal. If the experiences of its operation are positive, 25 new sets will be added.

4. Some non-technical constraints of hydropower development

In many EU countries, as well as in the U.S., the hydropower condition is overwhelmingly affected by national and regional

environmental policies. Some development issues and trends related to these and other non-technical considerations were already highlighted in the previous chapters. They are now the subject of numerous disputes and public statements. Due to the assumed profile and the limited volume here, they will not be discussed here any further.

These factors, however, have an impact on the business side of development projects. One of the features that distinguish inland hydropower from other RES technologies is capital expenditure's strong dependence on the installation site. A review of available relevant studies can be found in the Report of the Panel on Climate Change [7]. An analysis carried out in 2010 by IEA International Energy Agency indicates the unit expenditures of 750–19,000 USD/kW, with 1280 USD/kW average, and average annual utilization of installed capacity close to 50%. Various sources typically estimate the annual operating and maintenance costs at 2.5–4% of the investment, and the average cost of electricity generation at 3–12 cents per kWh. Some economic indicators of various RES are compared after [7] in Tab. 8.

A smaller project usually features higher unit capex, but only on condition that its magnitude does not depend on the project scale. That is not the case in countries where small hydropower plants are built at existing dams, unlike large plants built with full civil engineering infrastructure, often including multitask facilities and additional projects. An example is Poland, where civil engineering infrastructure accounts on average for 80% of the capital expenditure on hydroelectric facility built from scratch. According to analyses carried out by ESHA European Small

Source	Technology	Typical capacity	Capital expenditure	Operating costs		LCOE cost ¹¹
		MW	USD/kW	USD/kW	US¢/kWh	US¢/kWh
biomass	co-incineration	20–100	430–500	12	0.18	2.2–6.2
	CHP ¹² /ORC ¹³	0.65–1.6	6500–9800	50–80	4.3–5.1	12–32
	CHP/steam turbine	2.5–10	4100–6200	54	3.5	8.3–22
	CHP/ICE ¹⁴	2.2–13	1800	67–71	1.1–1.9	3.0–11
direct sunlight	domestic photovoltaics	0.004–0.01	3700–6000	19–110	–	18–71
	commercial photovoltaics	0.5–100	3100–6200	16–75	–	11–52
	CSP ¹⁵	50–250	6000–7300	60–82	–	16–25
geothermal	pulsating source	10–100	1800–3600	60–90		3.8–11
	binary cycle	2–20	2100–5200	60–90		4.1–14
hydro power	all technologies	to 20000	1000–3000	25–75	–	1.8–11
	SHP in Poland ¹⁶	< 5	2000–13000	87	–	10
	tidal	up to 250	4500–5000	100		18–24
wind	onshore	5–300	1200–2100	–	1.2–2.3	4.4–14
	offshore	20–120	3200–5000	–	2.0–4.0	9.7–19

Tab. 8. Selected economic parameters of some RES technologies [7]

¹¹ Levelized Cost of Energy at discount rate 7% (except SHP in Poland).

¹² CHP – combined heat and power generation.

¹³ ORC – Organic Rankine Cycle.

¹⁴ ICE – internal combustion engine.

¹⁵ CSP – concentration of solar power.

¹⁶ Capital expenditure as per SHP STREAMMAP project details (mean IRR = 10.9%), other indicators according to [42] (capacity over 500 kW).

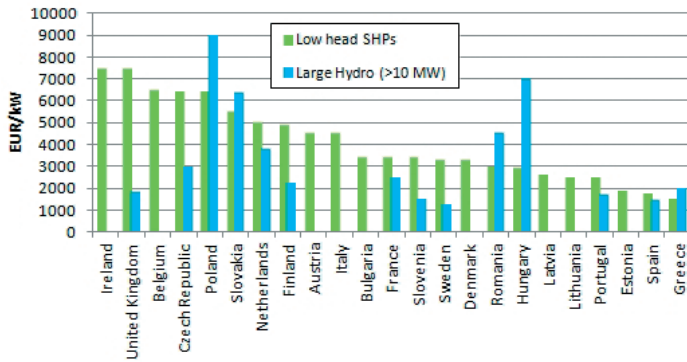


Fig. 8. Specific capital expenditures for hydropower plant construction in the European Union [41]

Hydropower Association within the SHP STREAMMAP project framework [44, 45], the average specific expenditure on a small hydro power plant in Poland amounts to 6,400 €/kW, which is about 2/3 of the unit costs projected for the next barrage in the Lower Vistula. Similar capital expenditures are incurred in the SHP sectors in the Czech Republic and Slovakia, Fig. 8. They are much higher than the global average (Tab. 8), as a result of the above-mentioned reasons, as well as the fact that in all these three countries low-head projects prevail.

While the construction of a new small capacity hydropower facility may not necessarily induce higher specific expenditures, the specific costs of SHP maintenance and operation are generally higher than of a larger plant. This well-known and fairly obvious fact has been confirmed once again in connection with the debate ongoing in Poland on the RES law's subsequent drafts [42]. These costs can be significantly reduced by using unattended operation (with possible domestic supervision). Adopting this type of operation has been a consistent trend in the whole SHP sector, but it incurs high expenditures for the facility construction or upgrade.

5. Conclusion

In a short article it is impossible to draw a fairly comprehensive image of hydropower and its development even in the last two centuries. Today's state of the art in this field leverages on immeasurable vastness of knowledge and experience of thousands of companies and tens of thousands of highly qualified specialists. It is increasingly difficult to identify specific individuals to whom subsequent important steps in the progress should be assigned. Also the analytical studies cited herein, or their fragments concerning hydropower's current state and its relationships with the environment have been authored by large teams.

Not trying to compete with the competent monographs and analytical studies, this author has tried to identify some of the important stages in the development of the sector and its main determinants. The focus has been on the basic technological equipment (hydraulic turbines) and global indicators. There is no space for presentation of the manufacturing, repair, and research and development facilities. Accounts of non-technical constraints have been limited, indicating them only in the introduction and

in the previous chapter. Similarly treated has been the history of hydropower development in Poland and its prospects. However, even such a fragmented image of the sector leads to the formulation of certain statements of a general nature.

1. Mankind today is utilising ca. 25% of inland waters' technical energy potential, and only a small portion of sea and ocean waters' potential. Poland – with the use of its potential of less than 20% – ranks below the global average.
2. Despite the slowdown in the development of large hydropower in Europe, and even regression in the United States, in the world the sector has been growing continuously. According to EIA forecasts, the capacity of conventional hydropower will grow in the coming years at 2% per year, and will reach ca. 1463 GW in 2035. The fastest growth (at 3% or more) can be still expected in some Asian countries. In Poland the growth rate is recently less than 0.7% and results from SHP development only.
3. In some regions of the world, especially in Europe, intense investment in new regulatory and intervention capacities has been observed. This fact is directly related to the rapid increase in the share of unstable energy sources in the energy mix of many countries. Poland's intense development of wind generation in the absence of investment in new regulatory power sources can soon force it to import ancillary power system services.
4. Although the efficiency of some water energy machines has exhausted designers' expectations, the hydropower sector is still subject of an intense technological advancement. This fact is related to the progress in numerical flow modelling, electrical engineering and power electronics, and new supervision and control techniques. Of crucial relevance, however, is the emergence of new priorities, the most important of which have been listed in the introduction. The most innovative area is the offshore and ocean power generation now.
5. The main reasons for the unsatisfactory development of hydropower in Poland and many European countries are administrative and legal barriers, which in most cases result from the very narrow understanding of nature and natural resources protection, and from the striving to maintain the current state, even if it is much different from the original condition. The appropriate consensus on this issue requires on the one hand respect for nature, and caution in introducing any changes in the environment, and on the other – fair assessment of the benefits to the same environment and humans that a new hydroelectric installation can bring.

REFERENCES

1. Goldemberg J. (Ed.), World Energy Assessment, United Nations Development Programme, New York 2000.
2. Goldemberg J., Johansson T. (ed.), World Energy Assessment. Overview. 2004 Update, United Nations Development Programme, New York 2004.
3. 2012 Key World Energy Statistics, OECD/IEA, Paris, 2012.
4. BP Statistical Review of World Energy, June 2012, BP, London 2012

5. Iancu I., Clarke A.W., Trinnaman J.A. et al., 2010 Survey of Energy Resources, World Energy Council, London 2010.
6. US Energy Information Administration, International Energy Outlook 2011, DOE/EIA-0484 (2011), September 2011.
7. Edenhofer O., Madrugá R.P., Sokona Y. et al., Renewable Energy Sources and Climate Change Mitigation. Special Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change, Cambridge University Press, New York 2012.
8. Hoogwijk M., Graus W., Global potential of renewable energy sources: A literature assessment. Background report, ECOFYS, March 2008.
9. Giesecke J., Mosonyi E., Wasserkraftanlagen. Planung, Bau und Betrieb. Springer-Verlag, Berlin/Heidelberg/New York 1998.
10. Raabe J., Hydraulische Maschinen und Anlagen. Zweite Auflage. VDI-Verlag GmbH, Düsseldorf 1989.
11. Raabe J., Hydro Power. The design, use and function of hydromechanical, hydraulic and electrical equipment, VDI-Verlag GmbH, Düsseldorf 1985.
12. Hoffmann M. (editor.), Małe elektrownie wodne. Poradnik [Small Hydropower Plants. A Guide], Nabba sp. z o.o., Warsaw 1991.
13. Lewandowski W., Proekologiczne odnawialne źródła energii [Environment-friendly renewable energy sources], WNT, Warsaw 2006.
14. Kreiner R., Die vorindustrielle Turbinenmühle: Eine angepasste und ressourcenschonende Technik [in:] Kleine Betriebe – angepasste Technologie? Hoffnungen, Erfahrungen und Ernüchterungen aus sozial- und technikhistorischer Sicht, Hrsg. von Reinhold Reith und Dorothea Schmidt, Waxmann, Münster 2002.
15. Krzyżanowski W., Turbiny wodne. Konstrukcja i zasady regulacji [Water turbines. Design and control principles], WNT, Warsaw 1971.
16. Jackowski K., Elektrownie wodne. Turbozespoły i wyposażenie [Hydroelectric plants. Hydraulic units and equipment], WNT, Warsaw 1970.
17. Michałowski S., Plutecki J., Energetyka wodna [Hydropower], WNT, Warsaw 1975.
18. Spoz J. (editor), 100 lat energetyki wodnej na Ziemiach Polskich [One hundred years of hydropower at Polish Territories], Towarzystwo Elektrowni Wodnych, August 1998.
19. Steller J., Problemy energetyki wodnej [Problems of hydropower], *Archiwum Energetyki* 2003, Vol. XXXII, issue 3–4, pp. 35–70.
20. Steller J., Energetyka wodna w Polsce – niepodjęte wyzwanie [Hydropower in Poland – an unclaimed challenge [in:] Stan Pozyskiwania Odnawialnych Źródeł Energii w Polsce. [Current use of Renewable Energy Sources in Poland] International Scientific Conference, Łomża 2009, pp. 69–84.
21. Zimny J. et al., Directions in development of hydropower in the world, in Europe and Poland in the period 1995–2011, *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 2013, issue 21, pp. 117–130.
22. Cap F., Graue Energie und der Treibhauseffekt, *Österreichische Zeitschrift für Energiewirtschaft* 1992, issue 45, H.12, pp. 507–519.
23. Deane J.P., O’Gallachoir B.P., McKeogh E.J., Techno-economic review of existing and new pumped hydro energy storage plant, *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 2010, issue 14, pp. 1293–1302.
24. Mearn E., German power grids increasingly strained. June 1st, 2012, http://www.theoildrum.com/tag/german_electric_power_grid.
25. Zuber M., Renaissance for pumped storage in Europe, HRW, July–August 2011, pp. 14–20.
26. Killingtveit Å. (ed.), Hydropower development, Vol. 4, pp. 8–11, Norwegian University of Science and Technology, Dept. Hydraulic and Environmental Engineering, Trondheim 1992–2003.
27. Guide on How to Develop a Small Hydropower Plant, ESHA, Brussels, 2004 (CD ROM).
28. 2013 IHA Hydropower Report, International Hydropower Association 2013.
29. Bayar T., Tidal technologies drive commercialization in the UK, HRW, March–April 2013, pp. 20–22.
30. Ruprecht A., Bauer N., Oakley M., Development of a hydrokinetic turbine for decentralized electricity production in developing countries, *Hidroenergia* 2012, Wrocław, May 2012, Book of Abstracts, Paper 2B.3.
31. Fasol K.H., Zur Entwicklungsgeschichte der Regelung der Wasserturbinen. 10. Internationales Seminar „Wasserkraftanlagen. Wasserkraft – Energienutzung an der Wende zum 3. Jahrtausend“, Schriftenreihe der TU Wien, TU Wien, 1998, pp. 17–46.
32. Gschwandtner M., Gold aus den Gewässern. Viktor Kaplans Weg zur schnellsten Wasserturbine. GRIN Verlag, 2. Auflage, Salzburg 2011.
33. Miller H., Die Harza Turbine – Ursprung der modernen Niederdruckkonzepte. 3. Internationales Seminar „Wasserkraftanlagen. Niederdruckanlagen“, Schriftenreihe der TU Wien, Eigenverlag der TU Wien, 1984, pp. 81–101.
34. Chmielewski S., Modernizacja turbozespołów klasycznych Francis w Elektrowni Wodnej Solina [Upgrade of classic Francis turbines in Solina Hydropower Plant], Seminar „Odbudowa i modernizacja elektrowni wodnych – doświadczenia polskie i europejskie [Reconstruction and rehabilitation of hydropower plants – Polish and European experience]”, TEW/ESP, WTC Gdynia, April 2000, pp. 5–13.
35. Steller J., Kaniecki M., Henke A. et al., Turbiny wodne o przepływie poprzecznym w programie prac badawczo-rozwojowych IMP PAN [Cross-flow water turbines in the R&D programme of the IMP PAN], XII Power Engineering Seminar 2003 „Aktualne problemy przepływowe, konstrukcyjne i eksploatacyjne maszyn i urządzeń hydraulicznych [Current problems of hydraulic machinery and equipment flow, design and operation]”, Silesian University of Technology, Institute of Power Engineering and Turbomachinery, Prace naukowe, monografie, konferencje [Scientific studies, monographs, conferences], 1.03.2003, issue 11, Gliwice, pp. 191–204.
36. Leclerc M., The Very Low Head Turbine confirms its extremely low environmental impact and enters into industrial phase, *Hidroenergia* 2010, Lausanne, June 2010, Paper 3B.07.
37. Harnessing the power of the ocean. HyPower, Voith Hydro Holding GmbH & Co. KG, No. 20, Summer 2011, pp. 28–31.
38. Wilski T., Odbudowa i budowa małych elektrowni wodnych w Polsce [Reconstruction and construction of small hydropower plants in Poland], Techno-Scientific Session CPBR Nr. 5.1, Symposium: „Mała energetyka. Stan obecny i perspektywy rozwoju [Small hydropower. Current state and development prospects]”, Conference proceedings, Gdańsk, 28.09.1990, IMP PAN, pp. 169–178.

39. Kowalczyk M., Inwentaryzacja obiektów piętrzących [*Inventory of damming facilities*]. II. International Trade Fair for Renewable Energy and Energy Efficiency RENEXPO Poland, Conference proceedings: „Dziś i jutro energetyki wodnej w Polsce i w Unii Europejskiej” [*Current status and outlook of hydropower in Poland and the European Union*], Gdańsk/Warsaw, 18.10.2012.
 40. Small Hydropower Roadmap, Condensed research data for EU-27, ESHA 2012.
 41. Steller J., Realizacja projektu SHP STREAMMAP dobiegła końca [*The implementation of SHP STREAMMAP project has come to the end*], *Energetyka Wodna* 2012, Issue 3, pp. 28–33.
 42. Sawicka E., Łyskawa P., Zmiany regulacji prawnych dla producentów zielonej energii [*Amendments to the legal regulation for green energy producers*], *Energetyka Wodna* 2012, issue 4, pp. 22–22.
-

Janusz Steller

The Szewalski Institute of Fluid-Flow Machinery of the Polish Academy of Sciences

e-mail: steller@imp.gda.pl

Dr. J. Steller graduated in Physics from the Faculty of Mathematics, Physics and Chemistry of University of Gdańsk (1977). Since that time he has been an employee of the Institute of Fluid-Flow Machinery of Polish Academy of Sciences, which in 1984 awarded him the degree of Doctor of Engineering. Currently the chief specialist and head of the Cavitation Laboratory at the Centre for Liquid Mechanics of IMP PAN. Vice Chairman of the Board of the Polish Hydropower Association, and a member of the Governing Board of the European Small Hydro Association. His professional interests include cavitation and cavitation erosion, operation and design of hydraulic machines, issues of methods of field and laboratory studies related to these issues, general problems of hydropower development.

This is a supporting translation of the original text published in this issue of "Acta Energetica" on pages 7–20. When referring to the article please refer to the original text.

PL

Energetyka wodna i jej rozwój

Autor

Janusz Steller

Słowa kluczowe

energetyka wodna, elektrownia wodna, hydrozespół, potencjał hydroenergetyczny

Streszczenie

Chociaż udokumentowana historia energetyki wodnej liczy z górą 5000 lat, to dopiero za sprawą rewolucji przemysłowej u progu XIX stulecia jej rozwój doznał gwałtownego przyspieszenia. Pod koniec XX wieku pojawiły się nowe wyzwania, związane z jednej strony z rosnącym zapotrzebowaniem na usługi systemowe, a z drugiej z nowymi wymaganiami dotyczącymi redukcji oddziaływania na środowisko przyrodnicze. Doszło do ekspansji technologii hydroenergetycznych w sposób zmierzający do przynajmniej częściowego wyzyskania energii mechanicznej wód morskich i oceanicznych. W pracy wskazano na najważniejsze trendy i bariery rozwojowe energetyki wodnej, zwracając szczególną uwagę na sytuację w Polsce. Głównych zagrożeń dla polskiej energetyki wodnej autor upatruje w postrzeganiu jej wyłącznie poprzez pryzmat produkcji określonego wolumenu zielonej energii przy całkowitym niedocenianiu jakości tych dostaw oraz licznych korzyści pozaenergetycznych, wynikających z funkcjonowania elektrowni wodnych.

1. Wprowadzenie. Energetyka wodna w koncepcji rozwoju zrównoważonego

Wody śródlądowe reprezentują dość ograniczony potencjał energetyczny w porównaniu z innymi źródłami energii (tab. 1). Z uwagi na stosunkowo dużą przewidywalność, możliwość koncentracji i magazynowania energii jest to jednak źródło niezwykle atrakcyjne. Badania historyczne dowodzą, że było ono doceniane już ok. 3000 lat p.n.e. Źródła pisane traktujące o całych instalacjach hydroenergetycznych pochodzą jednak z czasów późniejszych [9–12].

O napędzanych kołem podsiębiernym urządzeniach do transportu wody donosi w III stuleciu p.n.e. Filon z Bizancjum, zaś w latach 20. pierwszego wieku naszej ery Witruwiusz wspomina o napędzie wodnym kół młyńskich z użyciem przekładni stożkowej. Kilkaset lat później pojawiają się doniesienia o kołach nasiębiernych, a następnie o młynach z kołami wodnymi podsiębiernymi, osadzonymi na jednostkach pływających. Wiadomo także, że w VII wieku użytkowano już w Europie młyny wykorzystujące energię pływów [13]. Młyny pływające spotkać można było jeszcze w wieku XVIII, a dowodu dostarcza słynny obraz Canaletta przedstawiający widok Warszawy od strony Pragi. Dziś do idei tej nawiązują niektórzy zwolennicy mikroelektrowni wodnych bezspadowych.

Do końca II wojny światowej wiele małych siłowni było wciąż napędzanych kołami wodnymi nasiębiernymi, podsiębiernymi, a także śródsiębiernymi w układzie Zuppinger. W latach 90. ubiegłego stulecia pojawiły się firmy oferujące kompaktowe hydrozespoły napędzane współczesnymi kołami wodnymi. W ostatnich latach koła wodne wydają się jednak wyraźnie przegrywać konkurencję ze śrubami Archimedesów wykorzystywanymi jako wodne maszyny grawitacyjne.

W odróżnieniu od maszyn grawitacyjnych, napędzanych siłą ciężkości

Źródło energii	Zużycie/ produkcja roczna	Rezerwy ¹ / potencjał techniczny	Zasoby całkowite ¹ / potencjał teoretyczny
ropa naftowa	175 [3]	9 841 [4]	12 080 [1]
gaz ziemny	115 [3]	7 502 [4]	16 570 [1]
węgiel	146 [3]	25 225 [4]	199 670 [1]
uran ²	30 [3]	2 310 [2,5]	5 410 [1]
energetyka wodna	12,2 [6]	57 [5]	143 [5]
biomasa	50 [5]	200–500 [5]	1 500 [5]
fotowoltaika koncentracja energii słonecznej	0,12 ³ [6]	1 689 [7] 8 043 [7]	3 900 000 [5]
energetyka wiatrowa	1,40 ³ [6]	450 [7]	6 000 [5]
elektrownie geotermalne ciepło geotermalne	0,24 [7]	117,5 [7] 41,6 [7]	1 400 ⁴ [7]
plywy morskie i oceaniczne fale powierzchni oceanów	0,44 [7]	1,8–3,6 [8] 106,2 [7]	7 400 ⁵ [1]

Tab. 1. Światowe zasoby i potencjał głównych nośników energetycznych, EJ (10¹⁸ J)

przemieszczającej się w dół masy wody, turbiny wodne są maszynami hydraulicznymi, w których moment obrotowy powstaje wskutek wymiany momentu pędu między masą wody a wałem wirnika. W formie ilościowej tę zasadę działania wyraża podstawowe równanie turbin Leonharda Eulera, np. [9–12, 15–17].

Za pierwowzór reakcyjnej turbiny wodnej uważa się często skonstruowane w połowie XVIII przez Johanna A. Segnera zamknięte

wirujące naczynie, zaopatrzone w dwie dysze na obwodzie. Moment obrotowy urządzenia pochodzi z siły reakcji wywołanej przez strumień wody wypływającej pod ciśnieniem z dysz w kierunku obwodowym. Z czasów wcześniejszych pochodzą jednak urządzenia drewniane stanowiące uproszczone wersje turbin natryskowych (akcyjnych), w tym tzw. koło wodne tureckie [12, 15], czy też koło bałkańskie.

Ponad pół wieku po wynalazku Segnera pojawiły się pierwsze turbiny wodne nadające się do napędu urządzeń przemysłowych, a od końca wieku XIX – generatory elektrowni wodnych. Przełomowe znaczenie miało uruchomienie pierwszej takiej elektrowni w Appleton (Wisconsin, USA) w 1881 roku. 10 lat później energię elektryczną z elektrowni wodnej przesłano w Niemczech na odległość 175 km, wykorzystując w tym celu trójfazową linię przesyłową o napięciu 15 kV [10].

Przynajmniej do przełomu lat 70. i 80. ubiegłego wieku głównymi priorytetami rozwoju turbin wodnych były: wzrost mocy, sprawności i niezawodności, a także poszerzenie bezpiecznego zakresu pracy z uwagi zarówno na wahania natężenia przepływu, jak i spad. Niezwykle istotny był postulat zmniejszenia gabarytów maszyn, oznaczający wzrost szybkości obrotów turbin wodnych przy zachowaniu dobrych własności kawitacyjnych. Jednoczesne spełnienie tak wielu wymagań – często kolidujących z sobą – zmuszało nie tylko do zupełnie nowych rozwiązań technicznych, ale także optymalizacji geometrii układu przepływowego. Zdecydowany postęp w tej dziedzinie stał się możliwy po wdrożeniu zaawansowanych technik numerycznej dynamiki płynów (CFD), a zwłaszcza metody objętości skończonych. Od początku lat 80. coraz większego znaczenia zaczęły nabierać nowe priorytety, w tym:

¹ Tylko zasoby konwencjonalne. Ciepło spalania na podstawie WEC [5].

² Bez reaktorów na neutrony szybkie.

³ Prognoza produkcji energii elektrycznej na rok 2011.

⁴ Strumień ciepła docierający rocznie z głębi do powierzchni Ziemi.

⁵ Wszystkie technologie oceaniczne – łącznie z osmotycznymi i termalnymi.

- proekologiczny charakter konstrukcji, w tym: brak przecieków oleju do wody, preferencje dla maszyn niepowodujących uszkodzeń ryb wędrujących z prądem rzeki;
- obniżenie dolnej granicy spadów, przy których turbiny mogą być instalowane i eksploatowane w sposób ekonomicznie uzasadniony;
- budowa typoszeręgów turbin specjalnie przeznaczonych do eksploatacji w małych elektrowniach wodnych, w tym w tzw. mikro- i pikoelektrowniach;
- opanowanie technologii wyzyskania energii prądów morskich stałych i związanych z pływami dobowymi za pomocą turbin kinetycznych;
- rozwój technologii pozyskiwania energii z falowania powierzchni mórz i oceanów.

Ograniczenia natury ekologicznej dotknęły budowy obiektów piętrzących, sposobu eksploatacji elektrowni wodnych i całych procesów inwestycyjnych, które w wielu przypadkach zostały wstrzymane lub całkowicie zablokowane. Sytuacja taka dotyczy wielu krajów Unii Europejskiej, w tym Polski, gdzie na początku lat 80. wykorzystanie potencjału technicznego wynosiło zaledwie 12%.

Wpływ zapór na środowisko przyrodnicze, a zwłaszcza wysokich zapór z dużymi zbiornikami wodnymi, jest dostrzegalny w sposób oczywisty, chociaż jego pełna ocena może wymagać dużego wysiłku i zaawansowanej wiedzy specjalistycznej. Podsumowanie najważniejszych oddziaływań znaleźć można m.in. w raportach [1, 7]. Niektórym spośród niekorzystnych oddziaływań zapo- biega się od dziesięcioleci, stosując różne techniki inżynierii środowiska (w tym przepławki dla ryb wędrujących w górę rzek, zachowywanie przepływu nienaruszalnego, okresowe płukanie zbiorników z nagromadzonych osadów). Postęp w tej dziedzinie sprawia, że techniki te są coraz bardziej skuteczne. Jednocześnie jednak w wielu krajach obserwuje się coraz bardziej rygorystyczne procedury administracyjne. W Polsce doprowadziło to w latach 90. do utrudnienia zastoju w budowie dużych klasycznych elektrowni wodnych [18–21]. Na rosnące trudności napotykają również inwestorzy tolerowanej dotąd małej energetyki wodnej. Energetyka wodna w Polsce wydaje się przegrywać nie tylko z alternatywnymi odnawialnymi źródłami energii, ale również ze źródłami nieodnawialnymi, których niekorzystny wpływ na środowisko jest bezsporny.

Autor tego tekstu wyraża przekonanie, że przyczyn takiego stanu należy upatrywać w bardzo wąskim i jednostronnym pojmowaniu ochrony środowiska przyrodniczego. Zakłada się, że wszelkie zmiany w środowisku naturalnym człowieka w stosunku do stanu istniejącego mają charakter szkodliwy, a budowa zapór wodnych jest zawsze mniejszym lub większym złem. W ramach tak rozumianej ochrony środowiska nie mieszczą się efekty obejmujące ograniczenie szkodliwych emisji do atmosfery i zużycia nieodnawialnych nośników energii, odciążenie dróg lądowych wskutek lepszego wykorzystania dróg wodnych, a także

podniesienie poziomu wód gruntowych, powstrzymanie erozji koryt rzecznych poniżej już istniejących stopni wodnych, czy tworzenie dogodnych warunków dla życia przyrodniczego na obrzeżach obszarów zalewowych. Tym bardziej nie dostrzega się efektów społeczno-gospodarczych w postaci ochrony przeciwpowodziowej, czy lokalnego wzrostu liczby miejsc pracy. Globalnie nie docenia się roli, jaką energetyka wodna ma do spełnienia, ułatwiając rozwój niestabilnych odnawialnych źródeł energii elektrycznej (OZEE) – zwłaszcza elektrowni wiatrowych i słonecznych, a także głośnych dzisiaj inteligentnych sieci lokalnych (ang. *smart grid*). W krajowych dokumentach strategicznych pojawiają się co pewien czas niesłuszne opinie o wyczerpaniu możliwości magazynowania energii w obiektach energetyki wodnej.

Rozwojowi energetyki wodnej na terenie Unii Europejskiej nie sprzyjają niektóre dyrektywy unijne, w tym dyrektywa 2000/60/WE, zwana Ramową Dyrektywą Wodną (RDW) i tzw. dyrektywy siedliskowe 92/43/EWG i 2009/147/WE. Wbrew oczekiwaniom licznych stron zainteresowanych RDW nie reguluje zasad racjonalnego gospodarowania zasobami wodnymi, lecz zasady ich ochrony łącznie z poprawą jakości. Rygorystyczne wdrażanie postanowień RDW doprowadziło m.in. do kolizji z zaleceniami dyrektyw o promocji odnawialnych źródeł energii 2001/77/WE i 2009/28/WE. Dyrektywy siedliskowe stały się podstawą programu Natura 2000, którym objęto prawie 20% terytorium Polski, w tym całą dolinę dolnej Wisły. Prowadzenie inwestycji na tych terenach jest niezwykle trudne. Konieczne są nie tylko stosowne kompensaty przyrodnicze, ale również udowodnienie, że inwestycja jest niezbędna ze względu na ważny nadrzędny interes publiczny.

Przeciwnicy energetyki wodnej postrzegają ją zwykle tylko poprzez pryzmat produkcji zielonej energii i związanych z nią beneficjów.

Nie służy to dobrze całej koncepcji zrównoważonego rozwoju kraju. Tymczasem stwierdzenia o szczególnych walorach energetyki wodnej na tle innych OZE znajdują swoje uzasadnienie we wskaźnikach liczbowych. Nowoczesne elektrownie wodne są wyposażone w urządzenia o sprawności niespotykanej w innych instalacjach OZE. Korzystnie wypadają także inne wskaźniki techniczno-ekonomiczne i środowiskowe (tab. 2). Uderzająca jest zwłaszcza wysoka wartość wskaźnika uzysku energetycznego (stosunek energii pozyskanej w ciągu całego okresu użytkowania instalacji do energii włożonej w jej budowę i eksploatację).

2. Elektrownie wodne i ich wyposażenie

2.1. Elektrownia wodna w systemie elektroenergetycznym

W wielu krajach rozwijających się, ale także w niektórych wysoko rozwiniętych krajach Europy (Norwegia, Szwajcaria, Austria) elektrownie wodne stanowią podstawowe źródło zaopatrzenia w energię elektryczną. Niekiedy pojedyncze elektrownie są takim źródłem dla całego regionu, a znaczenie innych obejmuje olbrzymie obszary. Strony zaangażowane w niedawno podjęty projekt budowy zespołu elektrowni wodnych Wielka Inga na rzece Kongo (o łącznej mocy ok. 40 GW) przewidują dostawę energii elektrycznej na obszarze rozciągającym się od Afryki Południowej do Egiptu.

W krajach, w których większość energii elektrycznej wytwarzana jest w elektrowniach cieplnych, a zwłaszcza jądrowych, podstawowym zadaniem energetyki wodnej stają się często funkcje regulacyjne i inne usługi systemowe. Do funkcji regulacyjno-intencyjnych w sposób szczególny dostosowane są elektrownie pompowo-szczytowe, które zaczęto budować już w latach 20. ubiegłego stulecia. Mimo rozwoju różnych technologii magazynowania energii według licznych analiz elektrownie pompowe reprezentują wciąż technologię najlepiej

Źródło energii	Czas amortyzacji energetycznej	Wskaźnik uzysku energetycznego	Emisja CO ₂	Użytkowana powierzchnia	Czas pracy
	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 · 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 · 10 ⁶	1 500
Energetyka ciepła OZE (biomasa)					
ciepłownie	10–20	10–20	300–400	5 · 10 ⁹	8 760
elektrownie ⁶ (cykl konwencjonalny)	> 25	2–8	750–2000	> 7,5 · 10 ⁹	8 760
elektrociepłownie (cykl skojarzony) ¹	10–30	7–20	300–600	> 5 · 10 ⁹	8 760

Tab. 2. Wybrane wskaźniki niektórych odnawialnych źródeł energii [22]

⁶ Wskaźniki oszacowane na podstawie oczekiwanej sprawności obiektu według danych UNDP [1].

uzasadnioną ekonomicznie. Z blisko 25 GW mocy zainstalowanej Japonia jest dziś światowym liderem w tym zakresie [23].

W Polsce, gdzie elektrownie ciepłe pokrywają wciąż ponad 96% zapotrzebowania na energię elektryczną, do lat 90. ubiegłego stulecia zdecydowana większość elektrowni zbiornikowych pracowała w systemie szczytowym lub podszczytowym. Utrzymywała się też tendencja włączania coraz większej liczby hydrozespółów do kontrolowanych przez operatora sieci systemów ARCzM (Automatyczna Regulacja Częstotliwości i Mocy) oraz ARNE (Automatyczna Regulacja Napięcia Elektrycznego). W związku z przemianami gospodarczymi, które doprowadziły do zmian w dobowym przebiegu obciążenia, i dzięki modernizacjom turbozespółów ciepłych umożliwiającym ich bezpieczny ruch przy zmiennym obciążeniu dobowym oraz polityce operatorów sieci wobec dużych odbiorców energii, zapotrzebowanie na pracę regulacyjną elektrowni wodnych zmalało. Zmienił się też sposób pracy elektrowni pompowych. Wpływ na zaniechanie pracy szczytowej w wielu klasycznych elektrowniach wodnych miały również wymagania resortu środowiska. W niektórych przypadkach (EW Włocławek, EW Dąb) decydujące znaczenie miała erozja dna poniżej stopnia wodnego wskutek zaniechania zaplanowanej wcześniej budowy kolejnych stopni wodnych.

Sytuacja w Polsce może się jednak już wkrótce zmienić, podobnie jak to się stało jakiś czas temu w wielu innych krajach Europy, gdzie wskutek silnego rozwoju energetyki wiatrowej i innych niestabilnych OZE wzrosło zapotrzebowanie na usługi systemowe, w tym na rezerwę mocy interwencyjnej – zarówno generacyjnej, jak i odbiorczej. Skalę problemu ilustruje rys. 1, na którym przedstawiono za [24] moc generacyjną elektrowni wiatrowych

i fotowoltaicznych w niemieckiej sieci elektroenergetycznej w marcu 2012 roku. Do kompensacji fluktuacji mocy generowanej przez niestabilne źródła energii odnawialnej szczególnie dobrze nadają się zwarte kaskady rzeczne oraz elektrownie pompowo-szczytowe z hydrozespołami o regulowanej szybkości obrotowej lub pracującymi w układzie zwarcia hydraulicznego (jednoczesny ruch turbiny i pompy zasobnikowej podłączonych do tego samego rurociągu ciśnieniowego). Moc zainstalowana w elektrowniach pompowych na terenie Europy wynosiła w 2011 roku ok. 45 GW, co stanowiło ponad 1/3 mocy elektrowni pompowych na całym świecie. Jednak, jak wynika z raportu Europrog, w tym samym czasie planowano już budowę 60 kolejnych elektrowni o łącznej mocy 27 GW [23, 25]. Chociaż na przestrzeni najbliższej dekady najwięcej elektrowni pompowych powstanie w Niemczech, Austrii i Szwajcarii, to największym obecnie realizowanym projektem jest pracująca już elektrownia Dniestrowska na Ukrainie, z docelową mocą 2268 MW w ruchu turbinowym i 3010 MW w ruchu pompowym.

2.2. Rodzaje elektrowni wodnych i budowli piętrzących

Ze względu na sposób pracy wyróżnia się elektrownie pracujące w podstawie obciążenia oraz pracujące podszczytowo i szczytowo. Elektrownie pozostające w dyspozycji operatora systemu, zdolne do pracy interwencyjnej i wykonujące na jego polecenie inne usługi (np. *black start*, praca kompensacyjna), określa się mianem elektrowni systemowych. Do elektrowni systemowych należą zwykle elektrownie szczytowo-pompowe, wśród których wyróżnia się klasyczne elektrownie pompowe oraz elektrownie z dopływem naturalnym.

Wszystkie elektrownie przewidziane do pracy szczytowej i podszczytowej

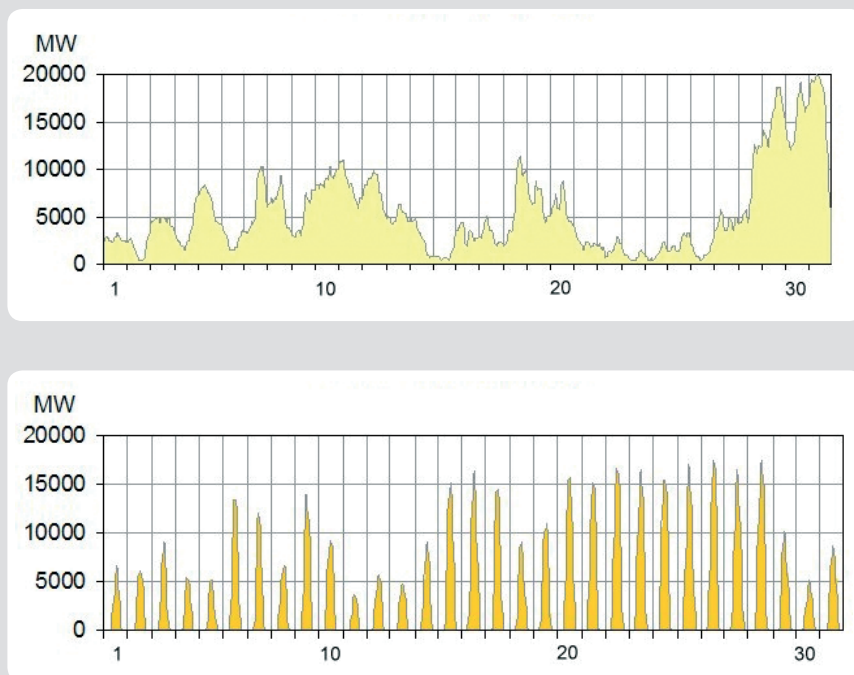
projektowane były jako obiekty zbiornikowe lub elementy wewnętrzne kaskady zwartej, tzn. szeregu stopni wodnych zbudowanych w taki sposób, że poziom wody za stopniem jest silnie uzależniony od poziomu piętrzenia na stopniu następnym. Zależnie od czasu niezbędnego do uzyskania pełnego poziomu piętrzenia po pełnym cyklu pracy mówi się o zbiornikach z wyrównaniem dobowym, tygodniowym i sezonowym. W Polsce wiele elektrowni przeznaczonych niegdyś do pracy szczytowej i podszczytowej pracuje dziś w podstawie obciążenia, podobnie jak elektrownie przy stopniach wyrównawczych oraz klasyczne elektrownie przepływowe.

Jednym z podstawowych kryteriów klasyfikacji elektrowni wodnych jest sposób doprowadzenia wody do urządzeń technologicznych. Wyróżnia się elektrownie przyzaporowe i przyjazowe oraz elektrownie derywacyjne, w których woda jest doprowadzana do elektrowni kanałem otwartym (derywacja bezciśnieniowa) lub rurociągiem/sztolnią całkowicie wypełnionymi wodą (derywacja ciśnieniowa). Oba rodzaje derywacji są często ze sobą łączone.

Zastosowanie derywacji w elektrowni klasycznej pozwala uzyskać niezbędny spad przy ograniczonych nakładach na budowę piętrzącą, bez potrzeby budowy dużego zbiornika wodnego. Ma też wiele zalet z punktu widzenia energetycznego. Wymaga jednak stosowania wielu środków ostrożności w celu zapewnienia bezpiecznej pracy rurociągów podczas stanów przejściowych, a także odpowiednio wysokiego przepływu nienaruszalnego.

Wśród budowli i urządzeń piętrzących wyróżnia się zwykle zapory i jazy. Jest to podział według pełnionej funkcji: podstawowym zadaniem zapory jest piętrzenie wody, podstawowym zadaniem jazu jest regulacja przepływu w cieku wodnym.

Budowa zapór i towarzyszących im urządzeń hydrotechnicznych ma bogatą historię. Krótkie podsumowanie znaleźć można m.in. w [9, 11, 12, 26, 27]. Wznoszenie budowli piętrzących jest zawsze zadaniem niezwykle odpowiedzialnym z uwagi na skutki, do jakich prowadzić mogą błędy popełnione zarówno na etapie projektowania, jak i samej budowy. W szczególności wystrzegać się należy sufozji, tzn. przemieszczania się podłoża w związku z filtracją pod zaporą. Z uwagi na skutki ewentualnej katastrofy przepisy w wielu krajach dzielą budowle piętrzące na klasy. Według polskich przepisów budowle hydrotechniczne klasy I i II wyposaża się w urządzenia kontrolno-pomiarowe przystosowane do automatycznego odczytu oraz zapewniające okresową kontrolę prawidłowości wskazań tych urządzeń. Do tego ostatniego celu wykorzystywany jest automatyczny system technicznej kontroli zapór (ASTKZ). Do katastrof budowlanych zapór wodnych dochodzi niezwykle rzadko. Na przestrzeni ostatnich 20 lat w Polsce doszło do przerwania zapór ziemnych zbiorników retencyjnych w Górowie Iławeckim i w Niedowie oraz do osunięcia fragmentu zapory EW Dychów. Dość oczywisty charakter ma klasyfikacja elektrowni wodnych w zależności od ich spadów H oraz mocy instalowanej P . W klasycznej monografii J. Giesecke i E. Mosonyiego [9] wyróżnia się elektrownie niskospadowe ($H \leq 15$ m), średnispadowe



Rys. 1. Zasilanie niemieckiej sieci elektroenergetycznej z elektrowni wiatrowych (góra) i fotowoltaicznych (dół) w marcu 2012 roku [27]

(15 m < $H \leq 50$ m) oraz wysokospadowe ($H > 50$ m). Podział ten dość dobrze odpowiada realiom polskim. W licznych źródłach wskazuje się jednak inne wartości graniczne: np. $H = 30$ m i $H = 100$ m [10].

W ostatnim czasie wyróżnia się także elektrownie ultraniskospadowe ($H \leq 2$ m). Jeszcze na początku lat 90. ubiegłego stulecia przeważał pogląd, że piętrzeń o tak niskim spadzie nie da się zagospodarować w sposób ekonomicznie uzasadniony. Dziś oprócz kompaktowych hydrozespołów rurowych, eksploatowanych nawet przy spadach 1,70 m, pojawiły się w tzw. małej energetyce wodnej zupełnie nowe rozwiązania techniczne umożliwiające ekonomiczną pracę przy spadach nawet poniżej 1 m. Jesteśmy też świadkami budowy pierwszych komercyjnych bezspadkowych elektrowni (farm energetycznych) podwodnych – wykorzystujących wyłącznie energię kinetyczną prądów oceanicznych i pływowych [5, 7, 28, 29]. Prowadzone są także prace nad wyzyskaniem energii kinetycznej rzek, chociaż ich praktyczne znaczenie wydaje się dość ograniczone, np. [30].

Z punktu widzenia operatora sieci elektroenergetycznej oraz rynku energii elektrycznej powszechnie stosuje się podział na małe i duże elektrownie wodne, chociaż brakuje porozumienia w sprawie wartości mocy stanowiącej granicę między tymi dwiema kategoriami. W Polsce – podobnie jak Wielkiej Brytanii, na Węgrzech i na Łotwie – granicą tą jest 5 MW, lecz w wielu innych krajach europejskich przyjęto, że pojęcie małej energetyki wodnej (MEW) obejmuje elektrownie o mocy nieprzekraczającej 10 MW. Granicę taką stosuje się też przy sporządzaniu danych statystycznych i innych dokumentów na poziomie UE. Praktyczne znaczenie tej granicy związane jest z różnymi procedurami prawnymi-administracyjnymi oraz pomocą publiczną udzielaną sektorowi OZE. Z tych samych względów wśród małych elektrowni wodnych wyróżnia się także czasami mini-, mikro- i pikoinstalacje.

2.3. Wyposażenie elektromechaniczne

Podstawowym elementem wyposażenia elektromechanicznego elektrowni wodnej jest zawsze hydrozespół, w którego skład wchodzi wodna maszyna energetyczna (turbina lub maszyna grawitacyjna) oraz maszyna elektryczna (generator). Przeniesienie napędu wymaga często – choć nie zawsze – sprzęgła (sprzęgieł), a czasami również przekładni, które to elementy stanowią także integralną część hydrozespołu. Za elementy składowe hydrozespołu uważa się też zazwyczaj układ regulacji i zabezpieczeń wraz z organami wykonawczymi (siłowniki) oraz układ wzbudzenia (w przypadku zastosowania generatora synchronicznego).

Postęp techniczny ostatnich dekad odcisnął swoje piętno na prawie wszystkich wymienionych elementach wyposażenia. Radykalnym i powszechnym zmianom uległy układy regulacji. Dawne regulatory obrotów z mechanizmem Watta zostały prawie całkowicie wyparte przez regulatory elektroniczne, zaś w organach wykonawczych stosuje się wysokociśnieniowe układy olejowe [31]. Układy wzbudzenia generatorów synchronicznych w postaci wzbudnic napędzanych z wału generatora

zostały w dużej mierze wyparte przez statyczne układy wzbudzenia. Od kilkudziesięciu lat zastosowanie znajdują także generatory asynchroniczne. Nowością ostatnich dwóch dekad jest coraz bardziej powszechne stosowanie zmiennej szybkości obrotowej. Dotyczy to zwłaszcza małych hydrozespołów pracujących przy dużych względnych zmianach spadu niwelacyjnego. W takim przypadku często korzysta się z generatorów z magnesami trwałymi. Zmienna szybkość obrotowa stosowana jest także w hydrozespołach odwracalnych. Pozwala nie tylko uzyskać wysoką sprawność w szerokim zakresie parametrów pracy, ale umożliwia także regulację mocy podczas ruchu pompowego.

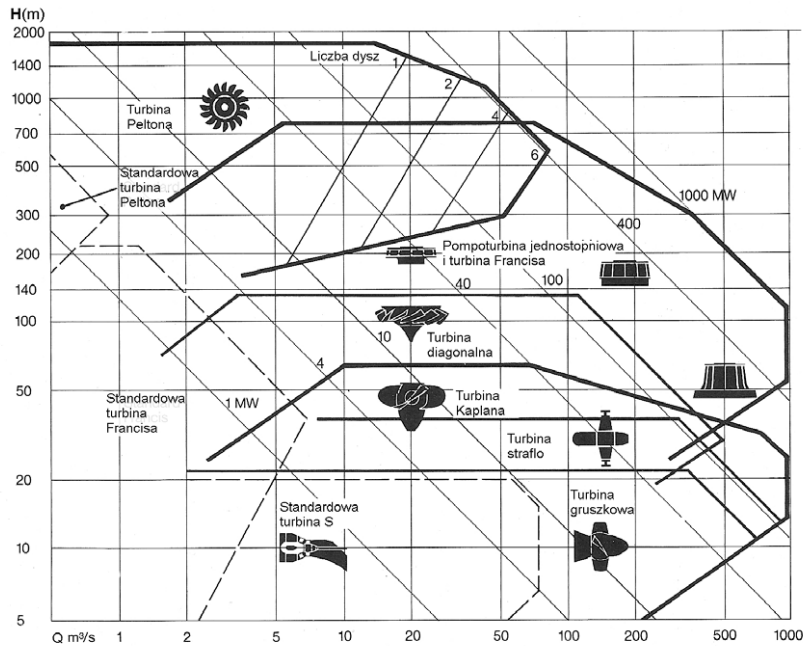
Objętość tego artykułu nie pozwala na nawet pobieżne omówienie historii rozwoju turbin wodnych. W tab. 3 wyszczególniono niektóre ze znaczących punktów tej historii, w tym drogę rozwoju turbiny Francisa czy też pojawienie się turbiny Kaplana [32]. Równoległe z uruchomieniem prototypowego hydrozespołu z turbiną Kaplana

w Stanach Zjednoczonych opatentowano koncepcję hydrozespołu rurowego typu straflo (ang. *straight flow*) z wirnikiem turbiny zaopatrzonym w pierścień zewnętrzny, na którym osadza się uzwojenia wirnika generatora. Dopiero wiele lat później opatentowano jednak liczne problemy techniczne związane m.in. z uszczelnieniami i wprowadzono regulację łopatek wirnika [33]. Od czasu konstrukcji pompoturbiny o wirniku diagonalnym i nastawialnych łopatkach (P. Deriaz, lata 50. XX wieku) znane były już wszystkie podstawowe typy układów przepływowych przeważających do dziś w energetyce wodnej (rys. 2).

W celu umożliwienia łatwego porównania własności maszyn badanych w różnych warunkach, wyniki badań przedstawia się, stosując wielkości zredukowane na jednostkowy spadek oraz średnicę charakterystyczną wirnika. Wśród parametrów bezwymiarowych na szczególną uwagę zasługuje kinematyczny wyróżnik szybkości n_q interpretowany jako szybkość obrotowa wirnika turbiny geometrycznie podobnej do turbiny

Rok	Konstruktor	Istota osiągnięcia
1750	J.A. Segner	młyn Segnera – pierwsza reakcyjna turbina wodna
1754	L. Euler	Théorie plus complète des machines qui sont mises en mouvement par la force de réaction l'eau – podstawy teorii turbin wodnych
1827	B. Fourneyron	wysokospadowa turbina reakcyjna z kierownicą promieniową i wirnikiem odśrodkowym o osi pionowej
1836	S. Howd	turbina reakcyjna z wirnikiem dośrodkowym (patent USA)
1837	C.A. Henschel	niskospadowa pionowa turbina reakcyjna o przepływie osiowym; pierwsze zastosowanie rury ssącej
1848	F.W. Schwamkrug	turbina akcyjna o osi poziomej zasilana z dysz od strony wału
1848	J.B. Francis	badania i udoskonalenie turbiny Howda (znanej później jako turbina Francisa)
1851	L. D. Girard	regulowana turbina akcyjna o wale pionowym i przepływie osiowym
1859	C.L. Fink	kierownica turbiny Francisa z przestawialnymi łopatkami (patent)
1869	A.M. Swain	odchylenie przepływu w wirniku Francisa w kierunku osiowym
1880	A. Pfarr/J.M. Voith	komora spiralna przed kierownicą turbiny Francisa
1881	T. Edison	pierwsza elektrownia wodna (Appleton, Wisconsin, USA)
1883	L. Pelton	turbina akcyjna z wirnikiem napędzanym strugą cieczy skierowaną stycznie do jego obwodu i uderzającą w rozmieszczone na nim czarki
1904	F. Lawaczeck	turbina reakcyjna z wirnikiem diagonalnym bez pierścienia zewnętrznego (Harnode, Niemcy)
1917	V. Kaplan	turbina z wirnikiem osiowym o nastawialnych łopatkach (patent austriacki nr 74 244; zgłoszenie z sierpnia 1913)
1919	V.Kaplan/I.Storek	pierwszy hydrozespół z turbiną Kaplana (Velm, Dolna Austria)
1919	L.S. Harza	turbina rurowa (straflo) z krawędziami zewnętrznymi łopatek wirnika osadzonymi w pierścieniu napędzającym wirnik generatora bezpośrednio lub poprzez przekładnię pasową (patent USA nr 1 485 186)
1930	E. Wyss	pierwsza pompoturbina osiowa (Baldeney, Niemcy)
1936	J.M. Voith	pierwsze pompoturbiny promieniowe (Pedreira, Brazylia)
1936	A. Fischer/E. Wyss	pierwsze turbiny rurowe gruszkowe (Rościno na Parsęcie)
1937-1951		73 hydrozespoły straflo na rzekach Lech, Iller i Sallach
1956	P. Deriaz	pompoturbiny diagonalne o podwójnej regulacji (Niagara Falls)
1962	Neyrpic	pompoturbiny gruszkowe dla elektrowni pływowej La Rance (praca pompowa i turbinowa w obu kierunkach)
1982	E. Wyss	pierwszy hydrozespół straflo z regulowanymi łopatkami wirnika
1990	Toshiba	hydrozespół odwracalny o zmiennej szybkości obrotowej (Yasagawa)
po 1990	różni	instalacje do konwersji energii fal morskich: Limpet (Wavegen/Voith), Wave Dragon (E.F. Madsen), Pelamis (Pelamis Wave Power) itd.
po 2000	różni	podwodne elektrownie morskie z turbinami hydrokinetycznymi: SeaGen (MCT/Siemens), MeyGen (Andritz), OpenHydro, TGL itd.

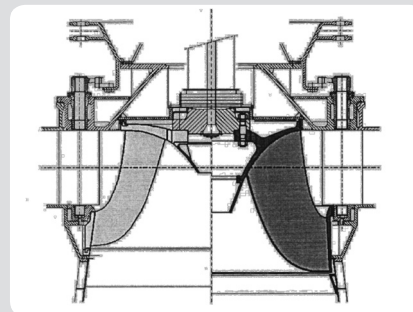
Tab. 3. Kamienie milowe rozwoju wodnych maszyn energetycznych



Rys. 2. Obszary zastosowań turbin wodnych wg materiałów firmy Escher Wyss [11]

modelowej, która pracując pod spadem jednostkowym, przełyka w optymalnym punkcie $1 \text{ m}^3/\text{s}$ wody. Wyróżnik szybkości jest silnie skorelowany z kształtem wirnika i dlatego określa się go czasem mianem liczby kształtu. Wzrost szybkości prowadzi z jednej strony do zmniejszenia gabarytów turbiny zdolnej do pracy przy określonym natężeniu przepływu i spadzie, a z drugiej – do wzrostu lokalnych prędkości przepływu i dynamicznej depresji ciśnienia. Oznacza to pogorszenie własności kawitacyjnych. Z tego powodu najwyższymi wyróżnikami szybkości charakteryzują się zwykle maszyny niskospadowe. Istotne podwyższenie szybkości turbin osiągnięto, stosując zaawansowane metody CFD. Niskospadowe turbiny rurowe osiągają dziś szybkości w granicach 260 do 280 jakiej jednostki? W przypadku turbin Francis i pompoturbin promieniowo-osiowych osiągnięto nie tylko wzrost szybkości, ale radykalnie rozszerzono zakres pracy w obszar obciążeń częściowych – dostępny dotąd tylko dla małych turbin bliźniaczych. Optymalizacji przebiegu linii prądowych towarzyszyło często wydłużenie kanałów łopatkowych i zwiększenie liczby łopatek wirnika. Ilustracją typowej tendencji jest porównanie przekrojów merydionalnych wirników turbin klasycznych EW Solina przed i po modernizacji (rys. 3). Jeszcze dalej idące zmiany technologiczne stały się udziałem sektora małej energetyki wodnej. Już z początkiem ubiegłego stulecia rozpoczęły się prace nad turbinami dedykowanymi specjalnie dla małych instalacji (tab. 4). Zaliczyć do nich należy turbiny akcyjne o przepływie poprzecznym, znane w Polsce pod nazwą turbin Banki-Michella [35]. Z tego okresu pochodzi też opracowana przez G. Gielkesa turbina turgo (uproszczona wersja turbiny Peltona). Chociaż turbiny przeznaczone dla małej energetyki wodnej rozwijano i produkowano przez cały XX wiek, to często były

to po prostu uproszczone wersje maszyn przeznaczonych dla dużych elektrowni. Sytuacja zmieniła się istotnie w ostatnich dwóch dekadach ubiegłego stulecia



Rys. 3. Porównanie geometrii wirnika klasycznej turbiny Francis w EW Solina przed modernizacją (po lewej) i po modernizacji (po prawej) [34]

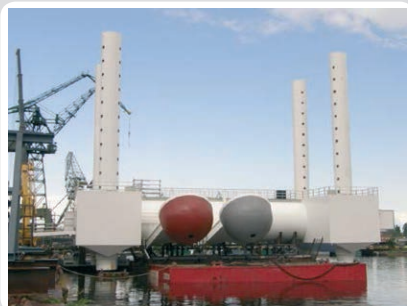
Rok	Konstruktor	Istota osiągnięcia
1903	A.G.M. Michell	turbina akcyjna o przepływie poprzecznym (Australia)
1918	D. Banki	turbina akcyjna o przepływie poprzecznym (patent w Niemczech)
1919	G. Gilkes	turbina akcyjna ze strugą cieczy napływającą ukośnie na czarki rozmieszczone na obwodzie koła wirnikowego (turgo)
1985	J. Cink	reakcyjna turbina o przepływie poprzecznym
po 1990	różni	hydrozespoły rurowe z generatorami o zmiennej szybkości obrotowej
po 1990	różni	hydrozespoły ze śrubą Archimedesa jako wodną maszyną grawitacyjną
2003	Alden Research Lab	wysokosprawna turbina fish-friendly o wydłużonych kanałach łopatkowych
2006	J. Fonkenell/ M. Leclerc	prototypowy hydrozespół VLH: osiowa turbina z wolnoobrotowym wirnikiem Kaplan i bezpośrednim napędem z wału na umieszczony w pięcie generator zmiennobrotowy, bez rury ssącej, montowana w kanale jako uchylne urządzenie regulujące piętnienie i przepływ

Tab. 4. Wybrane innowacyjne turbiny i hydrozespoły przeznaczone dla małej energetyki wodnej

w związku z polityką rządów krajów europejskich i USA wobec sektora OZE. Od tego czasu pojawiło się wiele konstrukcji turbin przeznaczonych specjalnie dla MEW, w tym reakcyjna odmiana turbiny Banki-Michella (J. Cink, 1985), turbina kinetyczna z wirnikiem Darrieusa (Gorlov, 2003), turbina typu Alden (Alden Research Laboratory, 2003). Trwałym osiągnięciem jest wprowadzenie generatorów z magnesami trwałymi. Do uznanych i sprawdzonych już osiągnięć ostatnich lat należy również zastosowanie śruby Archimedesa jako wodnej maszyny grawitacyjnej, a także uruchomienie produkcji hydrozespołów ultraniskospadowych VLH (M. Leclerc, J. Fonkenell, 2006) w zakładach MJ2 Technologies [36]. Turbinę typu Alden, śrubę Archimedesa i hydrozespół Leclerca-Fonkenella łączy osiągający 100% współczynnik przeżywalności przepływających przez nie ryb.

Na przestrzeni ostatnich 20 lat nastąpił ogromny postęp w technologii wyzyskania energii falowania powierzchni mórz i oceanów oraz prądów morskich – zarówno stałych, jak i związanych z dobowym cyklem pływów. Cykl pozyskiwania energii z ruchu falowego przypomina pracę tradycyjnych elektrowni pływowych – wykorzystywana jest zarówno energia związana z unoszeniem, jak i z opadaniem poziomu wody. Tę zasadę działania dobrze ilustruje uruchomiona w 2000 roku instalacja Limpet firmy Wavegen [37], w której medium roboczym jest powietrze w komorze betonowej, częściowo wypełnionej oscylującym słupem wody morskiej. Od tego czasu uruchomiono wiele urządzeń przeznaczonych do pracy na wodach otwartych. Część z nich wykorzystuje jako medium wodę morską (Wave Dragon, 2005) – inne (Pelamis, Wave Star) kumulują energię medium przy użyciu urządzeń hydraulicznych z tłokami przemieszczanymi wskutek ruchu falowego wody morskiej (rys. 4).

W montowanych na dnie morskim farmach przeznaczonych do przetwarzania energii przeważają dziś hydrozespoły o osi poziomej, w tym tradycyjne hydrozespoły śmigłowe oraz hydrozespoły Open Centre [28] pozbawione płasty i wału, z łopatami wirnika mocowanymi w pierścieniu zewnętrznym, stanowiącym jednocześnie wirnik generatora łożyskowany w konstrukcji wsporczej.



Rys. 4. Moduł morskiej elektrowni falowej Wave Star podczas prac wyposażeniowych na terenie Stoczni Gdańskiej (2009)

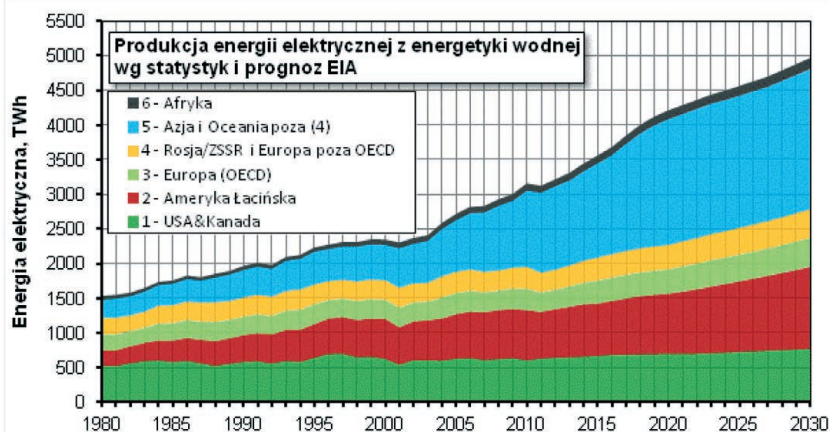
3. Energetyka wodna na świecie i w Polsce

Światowy potencjał techniczny śródlądowej energetyki wodnej mieści się w granicach 14 500–16 000 TWh/rok, co stanowi 35–40% potencjału teoretycznego [5]. Według danych EIA (ang. US Energy Information Administration) w 2011 roku produkcja roczna energii elektrycznej w elektrowniach wodnych wyniosła ok. 3409 TWh, co świadczy, że potencjał ten był wykorzystany w granicach 22–25%. Połowa tego potencjału zlokalizowana jest w Azji (tab. 5). Tutaj eksploatuje się też ponad 1/3 z 926 GW mocy zainstalowanej w światowej energetyce wodnej (2009). Bezkonkurencyjnym potentatem są Chiny. Pod koniec 2008 roku chińskie elektrownie wodne reprezentowały 20% mocy zainstalowanej w energetyce wodnej całego świata. Kolejnymi potentatami były: Brazylia (9%), USA (9%), Kanada (8%), Federacja Rosyjska (6%), Indie (4%). Z raportu Światowej Rady Energii (ang. World Energy Council, WEC) [5] wynika, że na kraje europejskie przypadało rocznie 25%, ale udział ten obejmuje także Rosję, której największe elektrownie wodne zlokalizowane są na jej terytoriach azjatyckich. ¼ mocy elektrowni wodnych pozostałych krajów europejskich zainstalowano w pięciu krajach: Norwegii, Francji, Włoszech, Szwecji, Hiszpanii i Szwajcarii.

Po krótkiej stagnacji na początku ubiegłej dekady rozwój energetyki wodnej znów doznał przyspieszenia – głównie za sprawą krajów Azji i Ameryki Łacińskiej (rys. 5). Od dłuższego czasu systematycznie rośnie także energetyka wodna w krajach Afryki. Potencjał techniczny tego kontynentu został dotąd zagospodarowany w zaledwie 8%. Według przewidywań EIA do 2020 roku moc zainstalowana i produkcja roczna energii elektrycznej w elektrowniach wodnych na całym świecie powinna wzrosnąć odpowiednio do ok. 1200 GW i 4465 TWh. Z wcześniejszych prognoz Międzynarodowego Stowarzyszenia Energetyki Wodnej (ang. International Hydropower Association, IHA) wynika, że w ciągu bieżącej dekady co trzeci megawat przyrostu mocy światowej energetyki wodnej będzie instalowany w Chinach. Wydaje się, że ani w Chinach, ani w innych rejonach świata nie należy już oczekiwać budowy pojedynczych obiektów większych niż Trzy Przełomy na rzece Jangcy (32 hydrozespoły o łącznej mocy 22 500 MW). Dziś największym projektem przygotowywanym do realizacji jest zespół elektrowni wodnych Wielka Inga na rzece Kongo

Region	Potencjał techniczny	Produkcja (2009)	Moc inst. (2009)	Wykorzystanie potencjału, %
	TWh/rok	TWh	GW	
Ameryka Północna	1659	628	153	39
Ameryka Łacińska	2856	732	156	26
Europa	1021	542	179	53
Afryka	1174	98	23	8
Azja	7681	1514	402	20
Australia/Oceania	185	37	13	20
Świat	14576	3551	926	25

Tab. 5. Potencjał hydroenergetyczny i jego wykorzystanie w różnych regionach świata [7]



Rys. 5. Światowa produkcja energii elektrycznej z energetyki wodnej wg danych statystycznych i prognoz EIA

o mocy docelowej 39–42 GW. Po latach dyskusji i sporów zdecydowano się na inwestycję realizowaną etapami i obejmującą kilka zapór piętrzących wodę we wspólnym zbiorniku. Projekt znajduje się w zaawansowanym stadium studium wykonalności i będzie realizowany przez międzynarodowe konsorcjum. Wśród wielkich projektów tego kontynentu tegoroczny raport IHA [28] wskazuje także przewidzianą do uruchomienia w bieżącym roku elektrownię Gilgel Gibe III (1870 MW) na rzece Omo w Etiopii oraz budowaną już zaporę Grand Renaissance Dam na Błękitnym Nilu w Etiopii. Moc zainstalowana elektrowni budowanej przy tej ostatniej zaporze wyniesie 6400 MW.

Kolejne wielkie projekty tej dekady to elektrownie wodne Xiangjiaba (6400 MW), Xiluodu (13 860 MW) i Nuozhadu (5850 MW). Dwie pierwsze elektrownie budowane są w górnym odcinku Jangcy (rzeka Jinsha), zaś ostatnia – na chińskim odcinku Mekongu (rzeka Lakang). Do 2015 roku Chiny zamierzają podnieść moc swoich elektrowni wodnych do 284 GW, z czego 41 GW powinno przypaść na elektrownie pompowe. W chińskiej prowincji Hebei budowana jest też dziś największa elektrownia szczytowo-pompowa na świecie o mocy docelowej 3600 MW. Ambitne zamierzenia mają również inne państwa regionu. W Malezji uruchomiono w 2012 roku elektrownię Bakun o mocy 2400 MW i kontynuowano prace nad kolejnym wielkim projektem (Murum, 944 MW). Elektrownię o mocy 2400 MW (Son La,

rzeka Da) oddano do eksploatacji także w Wietnamie. Tym samym zwiększono moc zainstalowaną w energetyce wodnej tego kraju do 12 GW. Do 2020 roku władze Wietnamu przewidują osiągnięcie pułapu 17 GW. W Laosie trwa budowa elektrowni Xayaburi na Mekongu o mocy 1285 MW, zaś w Myanmarze (d. Birma) – elektrowni Chipwi o mocy 2 GW. Plany władz tego kraju przewidują wzrost mocy zainstalowanej w energetyce wodnej do 40 GW. Na uwagę zasługują również inwestycje w Azji Środkowej, w tym elektrownie Kambarat 1 na Narynie w Kirgistanie (1900 MW), kontrowersyjna zaporą Rogun na rzece Wachs w Tadżykistanie (3600 MW), Dasu na Indusie w Pakistanie (4320 MW). W latach 2012–2017 Indie przewidują zwiększenie mocy zainstalowanej w elektrowniach wodnych swojego kraju o ¼ – do poziomu 49 GW. W przygotowaniu jest projekt elektrowni wodnej o mocy 9750 MW na Brahmaputrze. Na ścieżkę rozwoju powróciła też Rosja, gdzie w 2014 roku przewiduje się nie tylko zakończenie remontu EW Sajano-Szuszkańskiej (6400 MW), ale również zakończenie 40-letniego cyklu budowy EW Boguczańskij na Angarze (2 GW). Na ten sam rok zaplanowano uruchomienie elektrowni pompowo-szczytowej Zagorska 2 (840 MW).

Silny wzrost energetyki wodnej obserwuje się w krajach Ameryki Południowej. Według raportu [31] w budowie lub w zaawansowanym stadium planowania znajdują się obecnie obiekty o łącznej mocy 35 GW, z czego 23 GW przypada na Brazylię. W 2012

Lp.	Kraj członkowski	Potencjał		Moc instalowana (OZE)	Produkcja normalizowana (OZE)	Wykorzystanie potencjału technicznego	Nakłady	
		techniczny	ekonomiczny/środowiskowy				<10 MW ⁷	≥10 MW
		TWh/a	TWh/a				k€/kW	k€/kW
1.	Austria ⁸	73,0	52,0	12 919	52 113	71,4	4,5	b.d.
2.	Bulgaria ⁹	4,5	>4,0	3 019	3 691	86,3	3,4	b.d.
3.	Czechy	4,9	>2,3	1 546	2 203	46,3	6,5	3,0
4.	Finlandia	16,9	14,6	3 196	13 992	82,8	2,7–7,0	2,0–2,5
5.	Francja ³	120,0	b.d.	25 554	49 176	55,7	2,3–4,5	2,0–3,0
6.	Grecja ¹⁰	17,0	b.d.	3 213	5 254	30,8	1,5	2,0
7.	Hiszpania	68,5	b.d.	13 280	29 536	47,2	1,3–2,3	1,1–1,8
8.	Litwa	2,1	0,1	127	430	20,2	2,5	b.d.
9.	Łotwa	5,4	>3,0	1 576	3 142	55,3	2,6	b.d.
10.	Niemcy ⁴	36,0	b.d.	3 906	19 503	53,5	2,0	b.d.
11.	Polska	12,0	b.d.	955	2 379	19,8	6,4	>9
12.	Portugalia	29,1	21,3	5 492	11 398	40,3	2,5	1,7
13.	Rumunia	34,5	20,7	6 507	17 460	49,7	2,5–3,5	4,0–5,0
14.	Słowacja	7,6	b.d.	1 812	4 627	59,7	5,5	6,4
15.	Słowenia ⁴	8,8	4,7	1 213	3 774	59,6	1,8–4,0	1,5
16.	Szwecja	130,0	73,4	16 845	68 157	52,3	3,1–3,5	1,3
17.	Wlk. Brytania	27,2	6,9	1 592	7 479	18,1	3,0–12	1,8
18.	Włochy	160,0	42,0	18 092	44 012	27,5	4,5	b.d.
UE-27		765,6	>261,4	121 343	320 422	44,1	4,0	3,7

Tab. 6. Wybrane wskaźniki energetyki wodnej w niektórych krajach UE (2011)

roku uruchomiono tu elektrownię Estreito (1087 MW, rzeka Tocantins), a w budowie były kolejne obiekty w Amazonii: Belo Monte (11 233 MW), Santo Antonio (3150 MW) i Jirau (3750 MW). W dorzeczu Amazonki w budowie znajduje się także elektrownia Teles Pires (1830 MW). Inwestycja ta wywołuje jednak poważne kontrowersje, przy jej planowaniu zignorowano bowiem prawa autochtonicznej ludności indiańskiej do tradycyjnych miejsc kultu. Plany wzrostu mocy zainstalowanej w energetyce wodnej o 4 GW posiada także Kolumbia, gdzie w budowie są obiekty: Ituango na rzece Cauca (2400 MW) i Sogamoso na rzece o tej samej nazwie (820 MW).

Stan inwestycji w pozostałych częściach świata jest mniej imponujący. W USA zlikwidowano część zapór hydroenergetycznych ze względów środowiskowych. Rozważa się likwidację kolejnych obiektów na rzece Snake w stanie Waszyngton. Inwestycje hydroenergetyczne w USA dotyczą przede wszystkim modernizacji istniejących już obiektów oraz małej energetyki wodnej. O zastojach nie można natomiast mówić w Kanadzie i w Meksyku, gdzie w przygotowaniu lub w budowie jest wiele elektrowni wodnych o mocy przekraczającej 500 MW. W Europie zagospodarowano już dużą część potencjału technicznego energetyki wodnej. Stopień jego wykorzystania jest jednak bardzo zróżnicowany (tab. 6). Wpływ na taki

stan rzeczy mają liczne proekologiczne organizacje pozarządowe, które doprowadziły w wielu krajach do zablokowania rozwoju wielkiej energetyki wodnej i do powstania dodatkowych barier dla małej energetyki wodnej.

Na sytuacji tej ucierpiał w szczególności sektor energetyki wodnej w Polsce, gdzie w latach 70. i 80. ubiegłego wieku brakowało już środków na kontynuację wcześniej rozpoczętych inwestycji, w tym stopnia wodnego Ciechocinek i elektrowni pompowo-szczytowej Młoty. W rezultacie stopień wykorzystania technicznego potencjału hydroenergetycznego Polski nie przekracza 20% i jest jednym z niższych w Europie. Ocenę taką uzyskuje się, zakładając, że potencjał techniczny kraju nie przekracza 12 TWh/rok, co wynika z katastru opracowanego przez zespół prof. A. Hoffmanna (tab. 7).

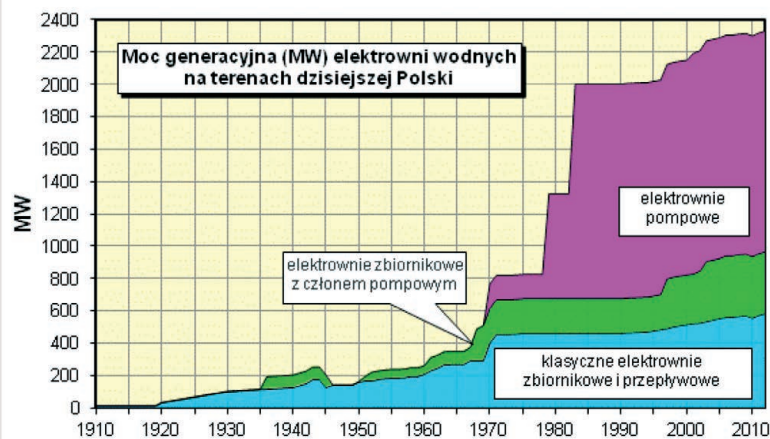
Kataster ten nie obejmuje jednak cieków o potencjale pozwalającym uzyskiwać w sposób ciągły mniej niż 100 kW na odcinku 1 km jego biegu. Z pominiętymi ciekami może być związany potencjał wynoszący nawet 1700 GWh/rok. Rozwój energetyki wodnej w Polsce [18] dobrze ilustruje rys. 6. Na ilustracji łatwo wyróżnić niektóre etapy i ważne wydarzenia, w tym: systematyczny rozwój energetyki wodnej Polski międzywojennej (EW Żur, Gródek i inne), uruchomienie EW Dychów na Bobrze (1936), uruchomienie EW Rożnów

Lp.	System wodny	Potencjał
1.	Wisła z dorzeczem	9270
2.	Wisła	6177
3.	Dopływy lewobrzeżne	513
4.	Pilica	170
5.	Brda	119
6.	pozostałe	224
7.	Dopływy prawobrzeżne	2580
8.	Dunajec	814
9.	Wisłoka	126
10.	San	714
11.	Bug	309
12.	Narew	179
13.	pozostałe	438
14.	Odra z dorzeczem	2400
15.	Odra	1273
16.	Dopływy lewobrzeżne	619
17.	Nysa Kłodzka	134
18.	Bóbr	320
19.	pozostałe	165
20.	Dopływy prawobrzeżne	507
21.	Warta	351
22.	pozostałe	156
23.	Rzeki przymorza	280
RAZEM (poz. 1 + 14 + 23)		11950

Tab. 7. Krajowy potencjał techniczny energetyki wodnej, GWh/rok wg katastru A. Hoffmanna

w latach 1941–1943, odbudowę i systematyczny rozwój energetyki wodnej w latach 50. i 60. (zakończony uruchomieniem EW Solina w 1969 roku i EW Włocławek w 1971 roku), trwający aż do lat 90. okres stagnacji w rozwoju konwencjonalnej energetyki wodnej, okres rozwoju małej energetyki wodnej i modernizacji dużych elektrowni wodnych. Wyraźnie zaznaczają się uruchomienia wszystkich trzech klasycznych elektrowni pompowo-szczytowych – ESP Żydowo (1971), EW Porąbka-Żar (1979–80) i EW Żarnowiec (1983), a także Elektrowni Wodnej Niedzica (1997). Widać też efekty prac modernizacyjnych związanych z podwyższeniem mocy zainstalowanej w wymienionych tu elektrowniach. Mimo wciąż rosnącego trendu okoliczności wymienione na wstępie niniejszego artykułu sprawiają, że przyszłość polskiej energetyki wodnej jest jednak niejasna, czego smutnym przykładem są losy stopnia Nieszawa/Ciechocinek na dolnej Wiśle. Wiele wskazuje na to, że nawet jeśli projekt ten doczeka się ostatecznej realizacji, to osiągnięcie przełomu zbliżonego do przełomu turbin EW Włocławek będzie wymagać użycia upustów jałowych na jazach. Fakt ten położy się cieniem na ewentualne prace projektowe przy kolejnych stopniach Kaskady Dolnej Wisły.

⁷ Dotyczy obiektów niskospadowych⁸ Dane za rok 2010⁹ EUROSTAT, produkcja nienormalizowana¹⁰ Produkcja nienormalizowana



Rys. 6. Moc zainstalowana w elektrowniach wodnych na terenie Polski

Małe elektrownie wodne budowane są głównie przy istniejących piętrzeniach. Dość nieliczne odstępstwa od tej zasady dotyczą przede wszystkim elektrowni wznoszonych przy okazji inwestycji gospodarki wodnej. Czas realizacji tych ostatnich przekracza jednak nierzadko 20 lat, czego przykładem jest stopeń Malczyce na Odrze wraz z elektrownią o mocy 9 MW oraz zbiornik Świnna Poręba na Skawie z elektrownią o mocy 4,5 MW. EW Malczyce jest największą elektrownią wodną budowaną obecnie w Polsce i w świetle polskich przepisów nie kwalifikuje się do kategorii MEW.

W wyniku inwentaryzacji przeprowadzonej w pierwszej połowie lat 80. przez BSiPE ENERGOPROJEKT wytypowano ok. 1000 istniejących i planowanych obiektów piętrzących, przy których można by – w sposób już wówczas ekonomicznie uzasadniony – wybudować lub zrewitalizować elektrownie wodne o łącznej mocy 200 MW [38]. Odpowiada to produkcji energii elektrycznej na poziomie ok. 700 GWh rocznie. Od tego czasu moc zainstalowana w MEW wzrosła o 120 MW, lecz zmianie uległo także wiele okoliczności warunkujących rozwój sektora. Wśród najważniejszych zmian wymienić należy wsparcie publiczne w postaci zielonych certyfikatów oraz postęp techniczny z jednej strony i zastrzeżenia wymagania środowiskowe ze strony drugiej. Wszystko to sprawia, że użyteczny potencjał hydroenergetyczny związany z istniejącymi piętrzeniami powinien zostać poddany ponownej ocenie. Pierwszym krokiem takiego działania była inwentaryzacja piętrzeń o wysokości powyżej 0,7 m, przeprowadzona w 2012 roku siłami Krajowego Zarządu Gospodarki Wodnej i podległych mu jednostek [39]. W ramach tej akcji zidentyfikowano 14 000 obiektów. Nie ustalono jednak ich użyteczności dla celów hydroenergetycznych, skąd wynika potrzeba dalszych prac.

Niejasną przyszłość ma przed sobą nie tylko polska hydroenergetyka. Największe europejskie inwestycje w hydroenergetyce konwencjonalnej (Messorocho i Ilanorias w Grecji oraz Innertkirchen w Szwajcarii) dotyczą elektrowni o mocy niewiele przekraczającej 150 MW. W Albanii zamierza się jednak rozpocząć budowę elektrowni Devoll o mocy 280 MW. Dość konkretne plany dotyczą budowy mniejszych elektrowni

na Słowacji: Sered' (63 MW) i Nezbudská Lučka (33 MW) na Wagu oraz Čunovo II (13,5 MW) na Dunaju.

Na tym tle dość optymistycznie wypadają prognozy rozwoju małej energetyki wodnej (< 10 MW). Według różnych źródeł w bieżącej dekadzie przyrost mocy w obiektach MEW na terenie Unii Europejskiej powinien wynieść 2–3,5 GW, zaś produkcja energii elektrycznej w sektorze powinna osiągnąć poziom ponad 50, a może nawet 60 TWh/rok. Sporządzoną w ramach projektu SHP STREAMMAP [40, 41] prognozę przyrostu produkcji energii elektrycznej w polskim sektorze MEW przedstawiono na rys. 7.

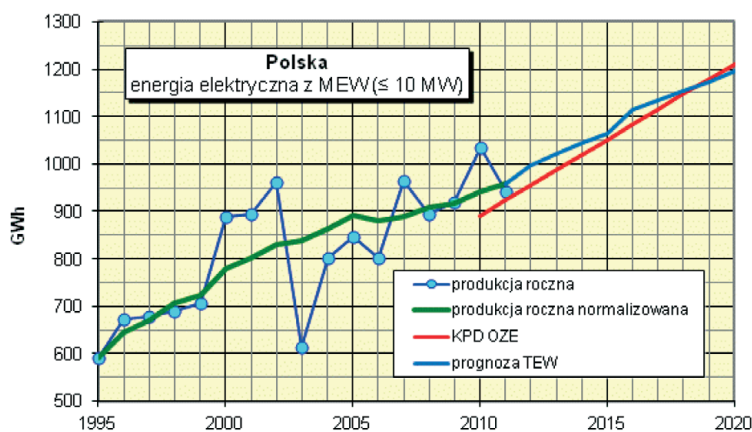
Jak wspomniano wcześniej, za sprawą niestabilnych źródeł energii odnawialnej w Europie doszło do renesansu elektrowni pompowo-szczytowych. W 2003 roku uruchomiono w Turynii pierwszą w Europie elektrownię z hydrozespołami o regulowanej szybkości obrotowej (Goldisthal, 1060 MW). Hydrozespół z regulowaną szybkością obrotową uruchomiono w 2010 roku w EW Avče w Słowenii (185 MW). Prace nad prototypowym hydrozespołem tego typu dla ESP Zagorska 2 prowadzono niedawno w Rosji i na Ukrainie. Budowę pierwszej elektrowni pompowej (Tarnita Laputesti,

1000 MW) zaplanowano w Rumunii, zaś budowę kolejnych dwóch obiektów rozważa się na Słowacji. Tegoroczny raport IHA wymienia także 13 lokalizacji rozważanych w Turynii (łącznie 5,1 GW), 6 nowych obiektów w Szwajcarii (4 GW), 2 obiekty w Austrii, 3 – w Portugalii, a także obiekty modernizowane – w tym Le Cheylas we Francji (485 MW) oraz ESP Żydowo w Polsce. Wiadomo też, że rozbudowę EW Kruonis (obecna moc osiągalna: 900 MW) rozważa się na Litwie.

Ambitne plany budowy w Polsce 10 klasycznych elektrowni pompowych utknęły na czwartej z nich (EW Młoty, 750 MW). Rozpoczęta jeszcze na początku lat 70. ubiegłego stulecia budowa została wstrzymana w następnej dekadzie i ostatecznie przerwana na początku lat 90. Nie doszło również do rozpoczęcia budowy elektrowni pompowej Krempna w Beskidzie Niskim. Przyrost mocy regulacyjnej i interwencyjnej, jaki odnotowano w ciągu ostatnich dwudziestu lat, związany był z uruchomieniem EW Niedzica (92 MW) oraz modernizacjami EW Żarnowiec (wzrost mocy z 680 do 716 MW), Solina (wzrost ze 136 do 200 MW) oraz Dychów (wzrost z 79 do 90 MW). W trakcie pisania niniejszego tekstu trwa jeszcze modernizacja ESP Żydowo (wzrost mocy w ruchu turbinowym ze 150 do 156 MW).

Ograniczenia możliwości rozwoju klasycznej energetyki wodnej w Europie wywołały już dawno zainteresowanie wykorzystaniem energii pływów. Jego efektem jest uruchomiona w 1966 roku elektrownia pływowa La Rance wyposażona w 24 hydrozespoły gruszkowe o mocy po 10 MW. Szczególną cechą tych hydrozespołów jest możliwość dwukierunkowej pracy turbinowej i pompowej. Wkrótce potem powstała pilotowa elektrownia pływowa Annapolis Royal (Nowa Szkocja, Kanada) wyposażona w 18-megawatowy hydrozespół typu straflo, a także małe obiekty doświadczalne w Związku Radzieckim (Kislaja Guba) i w Korei Północnej (Zatoka Kesong). Trzeba było jednak czekać blisko 50 lat na uruchomienie zaporowej elektrowni pływowej o mocy większej niż La Rance (Siłwa, Korea Południowa, 254 MW).

Ocena potencjału technicznego związana z pływami w oceanie światowym



Rys. 7. Energia elektryczna wyprodukowana w latach 1995–2011 w polskich elektrowniach wodnych o mocy do 10 MW

jest obciążona bardzo dużą niepewnością. W raporcie przeglądowym agencji ECOFYS [8] wskazuje się na potencjał 500–1000 TWh/rok. Jest to wartość ok. 20 niższa od potencjału teoretycznego z raportu UNDP [1]. W niektórych przypadkach energia uzyskiwana z pływów może zajmować znaczącą pozycję w bilansie energetycznym kraju. W Wielkiej Brytanii od blisko 90 lat rozważa się budowę zaporowej elektrowni pływowej u ujścia rzeki Severn w pobliżu Bristolu. Zbudowana tu elektrownia mogłaby dostarczać 12,9 TWh energii elektrycznej rocznie, co dawałoby ok. 5-procentowy udział w bilansie elektroenergetycznym Zjednoczonego Królestwa. Budowa elektrowni napotyka na liczne protesty związane z zagrożeniem dla cennego ekosystemu na obrzeżach obszaru zalewowego. Po wcześniejszym odrzuceniu projektu rząd brytyjski ponownie bierze pod uwagę jego realizację z uwzględnieniem rozwiązań przyjaznych dla środowiska naturalnego. Postęp techniczny, obejmujący także – ale nie tylko – inżynierię środowiska, może doprowadzić do realizacji kolejnych atrakcyjnych projektów zlokalizowanych m.in. w Solway Firth (Zjednoczone Królestwo, 10 TWh/rok), w Zatoce Fundy w Kanadzie (11,7 TWh/rok) oraz w Zatoce Khambhat w Indiach (16,4 TWh/rok) [5]. Protestów środowisk ekologicznych nie budzą projekty elektrowni podwodnych wykorzystujących energię kinetyczną pływów i prądów morskich (patrz rozdział 2.3). Wśród znaczących inwestycji wymienić należy rozpoczętą już budowę prawie 400-megawatowej farmy hydrozespołów śmigłowych Hammerfest Andritz w zatoce Pentland Firth na północno-wschodnich krańcach Szkocji. Moc docelowa ma być osiągnięta w 2020 roku, lecz Brytyjski Zarząd Dobrami Koronnymi (Crown Estate) wydał już koncesje na instalacje o łącznej mocy 1800 MW, głównie w wodach Pentland Firth i Orkadów [32]. Koncesję na budowę 100-megawatowej farmy u wybrzeży Irlandii Północnej uzyskało też konsorcjum instalujące hydrozespoły Open Hydro. Wody Atlantyku od Zatoki Biskajskiej po Orkady są miejscem instalacji pilotowych hydrozespołów wielu innych dostawców, w tym Sea Gen, a także Tidal Generation Ltd. (Alstom) i Voith Hydro. Wiele z nich prowadzi badania instalacji pilotowych w lokalizacjach udostępnionych w rejonie Orkadów przez Europejski Ośrodek Energetyki Morskiej (European Marine Energy Centre, EMEC). Zainteresowanie wyzyskaniem energii pływów nie ogranicza się tylko do Europy, czego świadectwem jest aktywność licznych wytwórców z USA, Kanady i Japonii, a także rozpoczęta już budowa instalacji u wybrzeży Korei Południowej z hydrozespołami produkcji Voith Hydro z mocą docelową 150 MW [37]. Wyzyskanie energii falowania znajduje się wciąż na etapie instalacji doświadczalnych i pilotowych. Przeciętny strumień mocy niesiony falami oceanicznymi ocenia się na ponad 1 MW na metr długości grzbietu

Źródło	Technologia	Typowa moc	Nakłady	Koszty operacyjne		Koszt LCOE ¹¹
		MW	USD/kW	USD/kW	US\$/kWh	US\$/kWh
biomasa	współspalanie	20–100	430–500	12	12	12
	CHP ¹² /ORC ¹³	0,65–1,6	6500–9800	50–80	50–80	50–80
	CHP/turbina parowa	2,5–10	4100–6200	54	54	54
	CHP/ICE ¹⁴	2,2–13	1800	67–71	67–71	67–71
bezpoepr. energia słoneczna	fotowoltaika domowa	0,004–0,01	3700–6000	19–110	–	18–71
	fotowoltaika zawodowa	0,5–100	3100–6200	16–75	–	11–52
	CSP ¹⁵	50–250	6000–7300	60–82	–	16–25
geotermia	źródła pulsujące	10–100	1800–3600	60–90		3,8–11
	cykl binarny	2–20	2100–5200	60–90		4,1–14
energia wody	wszystkie technologie	do 20000	1000–3000	25–75	–	1,8–11
	MEW w Polsce ¹⁶	< 5	2000–13000	87	–	10
	energia pływów	do 250	4500–5000	100		18–24
energia wiatru	lądowa	5–300	1200–2100	–	1,2–2,3	4,4–14
	morska	20–120	3200–5000	–	2,0–4,0	9,7–19

Tab. 8. Wybrane parametry ekonomiczne niektórych technologii OZE [7]

fali [5]. Oceny globalnej energii fal oceanicznych i morskich w głębokich wodach (ponad 100 m) wahają się w granicach od 8000 do 80 000 TWh rocznie. Potencjał ekonomiczny ocenia się na 140 do 750 TWh/rok, chociaż przypuszcza się, że po opracowaniu bardziej dojrzalszych konstrukcji wzrośnie on do 2000 TWh/rok. Krótki przegląd dostępnych dziś technologii przetwarzania energii oceanicznej w energię elektryczną znaleźć można między innymi w raportach [5, 7] oraz na stronach internetowych EMEC. Do najbardziej sprawdzonych urządzeń przetwarzających energię ruchu falowego należą instalacje firm Wavgen oraz Pelamis Wave Power. Po 10 latach pracy prototypowej instalacji Limpet na wyspie Islay (Szkocja) firma Voith Hydro Wavgen uruchomiła pierwszą instalację komercyjną tego typu na wybrzeżu Zatoki Biskajskiej (Mutriku, 300 kW) oraz rozpoczęła budowę kolejnej instalacji na Nowych Hebrydach z mocą docelową 4 MW w pierwszym etapie i 30 MW w etapie drugim [37]. Pelamis Wave Power uruchomiła natomiast w 2008 roku pierwszą pływającą farmę komercyjną z trzema zespołami prądotwórczymi (każdy o mocy 750 kW) u wybrzeży Portugalii. Jeśli doświadczenia z eksploatacji okażą się pozytywne, do farmy dołączy kolejnych 25 zespołów.

4. Niektóre nietechniczne uwarunkowania rozwoju energetyki wodnej

W wielu krajach Unii Europejskiej, a także w USA, przemożny wpływ na kondycję energetyki wodnej wywiera polityka środowiskowa państwa i władz lokalnych. Niektóre problemy i trendy rozwojowe związane z tymi i innymi uwarunkowaniami nietechnicznymi sygnalizowano już w poprzednich rozdziałach. Są one dzisiaj przedmiotem rozlicznych sporów oraz wystąpień publicznych. Z uwagi na założony profil

i ograniczoną objętość niniejszego artykułu, nie będą one przedmiotem dalszych rozważań.

Wspomniane uwarunkowania wywierają jednak wpływ na stronę ekonomiczną przedsięwzięć inwestycyjnych. Tymczasem jedną z cech wyróżniających hydroenergetykę źródłową spośród innych technologii OZE jest silna zależność nakładów inwestycyjnych od miejsca instalacji. Przegląd dostępnych opracowań na ten temat znaleźć można m.in. w Raporcie Panelu Klimatycznego [7]. Analiza wykonana w 2010 roku przez Międzynarodową Agencję Energetyczną (IEA, International Energy Agency) wskazuje na nakłady jednostkowe 750–19 000 USD/kW przy wartości średniej 1280 USD/kW i współczynniku średniorocznego wykorzystania mocy instalowanej bliskim 50%. Roczne koszty utrzymania i eksploatacji według różnych źródeł wynoszą zazwyczaj 2,5–4% nakładów inwestycyjnych, zaś średni koszt wytwarzania energii elektrycznej 3–12 centów na kWh. Porównanie niektórych wskaźników ekonomicznych dla różnych rodzajów OZE pokazano za [7] w tab. 8.

Wyższe nakłady jednostkowe dotyczą zwykle obiektów mniejszych, lecz tylko pod warunkiem, że zakres inwestycji nie zależy od ich skali. Sytuacja taka nie ma miejsca w krajach, w których małe elektrownie wodne budowane są przy istniejących piętrzeniach w odróżnieniu od elektrowni dużych, budowanych z pełną infrastrukturą hydrotechniczną obejmującą nierzadko obiekty wielozadaniowe i inwestycje dodatkowe. Przykładem jest Polska, gdzie infrastruktura hydrotechniczna pochłania przeciętnie 80% nakładów inwestycyjnych na obiekt hydroenergetyczny budowany od podstaw. Według analiz wykonanych przez Europejskie Stowarzyszenie Małych

¹¹ Wyrównoważony koszt energii elektrycznej przy stopie dyskontowej 7% (za wyjątkiem MEW w Polsce).

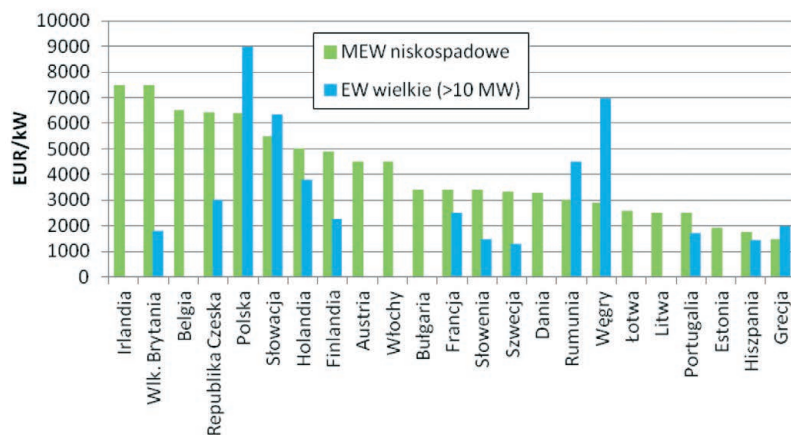
¹² CHP – skojarzona generacja energii elektrycznej i ciepłej.

¹³ ORC – cykl Rankine'a na paliwie organicznym.

¹⁴ ICE – silnik wewnętrznego spalania.

¹⁵ CSP – koncentracja energii słonecznej.

¹⁶ Nakłady inwestycyjne na podstawie danych projektu SHP STREAMMAP (średnia wartość IRR = 10,9%); pozostałe wskaźniki wg [42] (moc powyżej 500 kW).



Rys. 8. Nakłady jednostkowe na budowę elektrowni wodnych w krajach Unii Europejskiej [41]

Elektrowni Wodnych (European Small Hydropower Association, ESHA) w ramach projektu SHP STREAMMAP [44, 45] średnie nakłady jednostkowe na małą elektrownię wodną wynoszą w Polsce 6400 EUR/kW, co stanowi około 2/3 nakładów jednostkowych przewidywanych na kolejny stopień na dolnej Wiśle. Zbliżoną wysokość nakładów w sektorze MEW obserwuje się w Czechach i na Słowacji, rys. 8. Są to wartości znacznie wyższe niż średnia światowa (tab. 8), co wynika zarówno z wyżej wskazanych przyczyn, jak i faktu, że we wszystkich trzech wspomnianych krajach przeważają inwestycje w obiekty niskospadowe.

O ile budowa nowego obiektu małej mocy niekoniecznie musi być związana z wyższymi nakładami jednostkowymi, o tyle jednostkowe koszty utrzymania i eksploatacji mniejszej elektrowni wodnej są z reguły wyższe niż elektrowni większej. Ten znany i dość oczywisty fakt został kolejny raz potwierdzony w związku z toczącą się w Polsce dyskusją nad kolejnymi projektami ustawy o odnawialnych źródłach energii [42]. Koszty te można istotnie zmniejszyć, stosując pracę bezobsługową (z ewentualnym dozorem domowym). Przechodzenie na tego rodzaju pracę jest stałą tendencją w całym sektorze MEW, lecz wymaga poniesienia odpowiednio wysokich kosztów podczas budowy obiektu lub jego modernizacji.

5. Zakończenie

W krótkim artykule nie sposób nakreślić w miarę wyczerpujący obraz energetyki wodnej i jej rozwoju nawet na przestrzeni ostatnich dwóch stuleci. Za dzisiejszym stanem techniki w tej dziedzinie kryje się niezmierny ogrom wiedzy i doświadczeń tysięcy firm i dziesiątek tysięcy wysoko kwalifikowanych specjalistów. Coraz trudniej wskazać konkretne osoby, którym należy przypisać kolejny istotny krok w dziele postępu. Wynikiem pracy wielkich zespołów autorskich są również cytowane tu studia analityczne lub ich fragmenty dotyczące aktualnego stanu energetyki wodnej i jej związków z szeroko rozumianym otoczeniem.

Nie próbując konkurować z kompetentnymi monografiami i studiami analitycznymi, autor starał się wskazać niektóre

ważne etapy rozwoju sektora i najważniejsze jego uwarunkowania. Uwagę skupiono na podstawowym wyposażeniu technologicznym (turbiny wodne) i wskaźnikach globalnych. Zabrakło miejsca na prezentację zaplecza wytwórczego, remontowego i badawczo-rozwojowego. Ograniczono wypowiedzi na temat uwarunkowań nietychicznych, sygnalizując je jedynie we wprowadzeniu i w poprzednim rozdziale. Podobnie potraktowano historię i perspektywę rozwoju energetyki wodnej w Polsce. Niemniej nawet taki fragmentaryczny obraz sektora skłania do sformułowania pewnych stwierdzeń natury ogólnej.

1. Człowiek wykorzystuje dziś ok. 25% technicznego potencjału energetycznego wód śródlądowych oraz tylko niewielką część potencjału związanego z wodami morskimi i oceanicznymi. Polska – z wykorzystaniem swojego potencjału poniżej 20% – plasuje się poniżej średniej światowej.
2. Mimo wyhamowania rozwoju dużej energetyki wodnej w Europie, a nawet regresu na terenie USA, na świecie obserwuje się ciągły wzrost sektora. Według przewidywań EIA moce wytwórcze konwencjonalnej energetyki wodnej będą wzrastać w najbliższych latach w tempie 2% rocznie, by osiągnąć ok. 1463 GW w 2035 roku. Najszybszego wzrostu (3% i więcej) należy oczekiwać wciąż w niektórych krajach azjatyckich. W Polsce przyrost ten jest ostatnio mniejszy niż 0,7% i wynika wyłącznie z inwestycji w sektorze MEW.
3. W niektórych regionach świata, a zwłaszcza w Europie, obserwuje się intensywną inwestycję w nowe moce regulacyjne i interwencyjne. Fakt ten ma bezpośredni związek z szybkim wzrostem udziału niestabilnych źródeł energii w bilansie energetycznym wielu krajów. Intensywny rozwój energetyki wiatrowej przy braku inwestycji w nowe źródła mocy regulacyjnej może postawić wkrótce Polskę w roli importera usług systemowych.
4. Mimo że sprawność niektórych wodnych maszyn energetycznych osiągnęła już kres oczekiwań konstruktorów, to sektor energetyki wodnej jest wciąż obszarem intensywnego rozwoju technologicznego. Fakt ten związany jest z postępem

w zakresie numerycznego modelowania przepływu, elektrotechniki i energoelektroniki, nowych technik nadzoru i sterowania. Kluczowe znaczenie ma jednak pojawienie się nowych priorytetów, z których najważniejsze wymieniono we wprowadzeniu. Obszarem najbardziej innowacyjnej działalności jest dziś energetyka morska i oceaniczna.

5. Główną przyczyną niezadowolającego rozwoju energetyki wodnej w Polsce i w licznych krajach europejskich są bariery administracyjno-prawne, będące w większości efektem bardzo wąskiego pojmowania ochrony przyrody i zasobów naturalnych oraz dążenia do zachowania stanu bieżącego nawet wtedy, gdy odbiega on daleko od stanu pierwotnego. Właściwy konsensus w tej sprawie wymaga z jednej strony szacunku dla przyrody i ostrożności we wprowadzaniu zmian w środowisku przyrodniczym, zaś z drugiej – rzetelnej oceny korzyści, jakie temu samemu środowisku i obecnemu w nim człowiekowi może przynieść nowy obiekt hydroenergetyczny.

Bibliografia

1. Goldemberg J. (Ed.), World Energy Assessment, United Nations Development Programme, New York 2000.
2. Goldemberg J., Johansson T. (Ed.), World Energy Assessment. Overview. 2004 Update, United Nations Development Programme, New York 2004.
3. 2012 Key World Energy Statistics, OECD/IEA, Paris, 2012.
4. BP Statistical Review of World Energy, June 2012, BP, London 2012.
5. Clarke A.W., Trinnaman J.A., 2010 Survey of Energy Resources, World Energy Council, London 2010.
6. US Energy Information Administration, International Energy Outlook 2011, DOE/EIA-0484 (2011), September 2011.
7. Edenhofer O. i in., Renewable Energy Sources and Climate Change Mitigation. Special Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change, Cambridge University Press, New York 2012.
8. Hoogwijk M., Graus W., Global potential of renewable energy sources: A literature assessment. Background report, ECOFYS, March 2008.
9. Giesecke J., Mosonyi E., Wasserkraftanlagen. Planung, Bau und Betrieb. Springer-Verlag, Berlin / Heidelberg / New York 1998.
10. Raabe J., Hydraulische Maschinen und Anlagen. Zweite Auflage. VDI-Verlag GmbH, Düsseldorf 1989.
11. Raabe J., Hydro Power. The design, use and function of hydromechanical, hydraulic and electrical equipment, VDI-Verlag GmbH, Düsseldorf 1985.
12. Hoffmann M. (red.), Małe elektrownie wodne. Poradnik, Nabba sp. z o.o., Warszawa 1991.
13. Lewandowski W., Proekologiczne odnawialne źródła energii, WNT, Warszawa 2006.
14. Kreiner R., Die vorindustrielle Turbinenmühle: Eine angepasste und ressourcenschonende Technik [w:] Kleine Betriebe – angepasste Technologie? Hoffnungen, Erfahrungen und

- Ern chterungen aus sozial- und technikhistorischer Sicht, Hrsg. von Reinhold Reith und Dorothea Schmidt, Waxmann, Münster 2002.
15. Krzyżanowski W., Turbiny wodne. Konstrukcja i zasady regulacji, WNT, Warszawa 1971.
 16. Jackowski K., Elektrownie wodne. Turbozespoły i wyposażenie, WNT, Warszawa 1970.
 17. Michałowski S., Plutecki J., Energetyka wodna, WNT, Warszawa 1975.
 18. Spoz J. (red.), 100 lat energetyki wodnej na Ziemiach Polskich, Towarzystwo Elektrowni Wodnych, sierpień 1998.
 19. Steller J., Problemy energetyki wodnej, *Archiwum Energetyki* 2003, t. XXXII, nr 3–4, s. 35–70.
 20. Steller J., Energetyka wodna w Polsce – niepodjęte wyzwanie [w:] Stan Pozyskiwania Odnawialnych Zr de  Energii w Polsce. Międzynarodowa konferencja naukowa,  om a 2009, s. 69–84.
 21. Zimny J. i in., Directions in development of hydropower in the world, in Europe and Poland in the period 1995–2011, *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 2013, Vol. 21, s. 117–130.
 22. Cap F., Graue Energie und der Treibhauseffekt, *Österreichische Zeitschrift f r Energiewirtschaft* 1992, Vol. czy No. 45, H. 12, s. 507–519.
 23. Deane J.P., O’Gallachoir B.P., McKeogh E.J., Techno-economic review of existing and new pumped hydro energy storage plant, *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 2010, Vol. 14, s. 1293–1302.
 24. Mearn E., German power grids increasingly strained. June 1st, 2012, http://www.theoil Drum.com/tag/german_electric_power_grid.
 25. Zuber M., Renaissance for pumped storage in Europe, HRW, July – August 2011, s. 14–20.
 26. Killingtveit  . (Ed.), Hydropower development, Vol. 4, s. 8–11, Norwegian University of Science and Technology, Dept. Hydraulic and Environmental Engineering, Trondheim 1992–2003.
 27. Jak zbudowa  ma    elektrowni  wodn , ESHA/IMP PAN, Bruksela 2010 (CD-ROM).
 28. 2013 IHA Hydropower Report, International Hydropower Association 2013.
 29. Bayar T., Tidal technologies drive commercialization in the UK, HRW, March – April 2013, s. 20–22.
 30. Ruprecht A., Bauer N., Oakley M., Development of a hydrokinetic turbine for decentralized electricity production in developing countries, *Hydroenergia* 2012, Wroclaw, May 2012, Book of Abstracts, Paper 2B.3.
 31. Fasol K.H., Zur Entwicklungsgeschichte der Regelung der Wasserturbinen. 10. Internationales Seminar „Wasserkraftanlagen. Wasserkraft – Energienutzung an der Wende zum 3. Jahrtausend”, Schriftenreihe der TU Wien, TU Wien, 1998, s. 17–46.
 32. Gschwandtner M., Gold aus den Gewässern. Viktor Kaplans Weg zur schnellsten Wasserturbine. GRIN Verlag, 2. Auflage, Salzburg 2011.
 33. Miller H., Die Harza Turbine – Ursprung der modernen Niederdruckkonzepte. 3. Internationales Seminar „Wasserkraftanlagen. Niederdruckanlagen”, Schriftenreihe der TU Wien, Eigenverlag der TU Wien, 1984, s. 81–101.
 34. Chmielewski S., Modernizacja turbozespołów klasycznych Francisa w Elektrowni Wodnej Solina. Seminarium „Odbudowa i modernizacja elektrowni wodnych – doświadczenia polskie i europejskie”, TEW/ESP, WTC Gdynia, kwiecień 2000, s. 5–13.
 35. Steller J. i in., Turbiny wodne o przepływie poprzecznym w programie prac badawczo-rozwojowych IMP PAN, XII Seminarium Energetyczne 2003 „Aktualne problemy przepływowe, konstrukcyjne i eksploatacyjne maszyn i urz dze  hydraulicznych”, Politechnika  l ska, Instytut Maszyn i Urz dze  Energetycznych, *Prace naukowe, monografie, konferencje*, 1.03.2003, z. 11, Gliwice, s. 191–204.
 36. Leclerc M., The Very Low Head Turbine confirms its extremely low environmental impact and enters into industrial phase, *Hydroenergia* 2010, Lausanne, June 2010, Paper 3B.07.
 37. Harnessing the power of the ocean. HyPower, Voith Hydro Holding GmbH & Co. KG, No. 20, Summer 2011, s. 28–31.
 38. Wilski T., Odbudowa i budowa małych elektrowni wodnych w Polsce, Sesja Nauk.-Techn. CPBR nr 5.1, Sympozjum nt. „Mała energetyka. Stan obecny i perspektywy rozwoju”, Materiały, Gdańsk, 28.09.1990, Wyd. IMP PAN, s. 169–178.
 39. Kowalczyk M., Inwentaryzacja obiektów piętrzących. 2 Międzynarodowe Targi Energii Odnawialnej i Efektywności Energetycznej RENEXPO Poland, Materiały konferencji branżowej i naukowo-technicznej „Dziś i jutro energetyki wodnej w Polsce i w Unii Europejskiej”, Gdańsk/Warszawa, 18.10.2012.
 40. Small Hydropower Roadmap, Condensed research data for EU-27, ESHA 2012.
 41. Steller J., Realizacja projektu SHP STREAMMAP dobiegł końca, *Energetyka Wodna* 2012, nr 3, s. 28–33.
 42. Sawicka E.,  yskawa P., Zmiany regulacji prawnych dla producentów zielonej energii, *Energetyka Wodna* 2012, nr 4, s. 22–22.

Janusz Steller

dr

Instytut Maszyn Przepływowch PAN

e-mail: steller@imp.gda.pl

Uko czy  studia z zakresu fizyki na Wydziale Matematyki, Fizyki i Chemii Uniwersytetu Gdańskiego (1977). Od tego czasu jest pracownikiem Instytutu Maszyn Przepływowch PAN, który w roku 1984 nada  mu stopie n doktora nauk technicznych. Obecnie jest g wnym specjalist  i kierownikiem Pracowni Kawitacji w Ośrodku Mechaniki Cieczy IMP PAN. Sprawuje funkcj  wiceprezesa Zar du Towarzystwa Elektrowni Wodnych (TEW) i jest członkiem Zar du Europejskiego Stowarzyszenia MEW (ESHA Governing Board). Jego zainteresowania zawodowe obejmują kawitacj  i erozj  kawitacyjną, eksploatacj  i projektowanie maszyn hydraulicznych, związane z powyższymi zagadnieniami metody badań terenowych i laboratoryjnych, ogólne problemy rozwoju sektora energetyki wodnej.