

Development Strategies for Electric Utilities

Author

Piotr F. Borowski

Keywords

power sector, strategy, adaptation

Abstract

Electric utilities are of key importance for the national economy. Many research institutions deal with issues of the power sector to find an answer to the question, which of the developed strategies to ensure energy security of the country should be taken into account? Should the companies adopt the strategy of adaptation or perhaps the strategy of breakthrough? If they follow the adaptation course, should it be a passive or active adaptation, and under what circumstances? These questions are constantly analysed by the author, and the answers are to be used to develop recommendations needed to build a secure power market. The article discusses the structure of the market and two basic models – traditional and competitive.

DOI: 10.12736/issn.2300-3022.2016402

1. Power sector's importance for economic development

Economic development of a country depends on access to energy, particularly electricity. In industrialized countries, the key to economic development is their power sectors' proper performance. The indispensability of electricity in all economic processes and consumption makes it a public good and the rationalization of the costs of its production and physical delivery a strategic challenge for the economy of each country that translates into proper management of electric utilities. Since the mid-1990s companies have been seeking new business models for their market operations. On the one hand improvement in the power sector's efficiency should effect a relative reduction in energy prices while maintaining the quality, reliability and security of supply, while on the other hand for several years the companies have been seeking new business models of their operations due to the change in the markets' specifics, decline in energy prices and the emergence of an off-sector sale competition¹. The new business models for power market players require establishing cooperation with new business partners and developing new business relationships. According to data published by the Energy Regulatory Office, in 2017 the average trading price drop for the customers supplied by four Default Electricity Suppliers will amount to 4.6%. The electricity price drop is mainly due to lower energy purchase costs and so-called green certificates [18]. Electric utilities expand their businesses, use new production techniques, and reach more

distant mining sites. For logistics service providers; this entails the need to develop global networks and to know the realities of local markets, which enables ensuring the high quality of their services and meeting local legislative requirements [12]. It is predicted that by 2040 the world economy will grow at an average rate of 2.8% per year. Taking into account the expected steady increase in electricity generation efficiency, the global energy sector will grow by 1.1% per annum. It is expected that the importance will decrease of traditional sources (electricity produced from coal and oil – projected growth by 0.4% per year), with concurrent increase in the share of renewable sources (solar, wind and geothermal – Increase by 7.4% per year). According to forecasts developed based on the findings of COP21, the share of the electricity generated in renewable sources will reach by 2040 ca. 37%, compared to 23% today [16]. The initial form of the power sector's organization was a state monopoly. This was mainly due to: 1) strategic importance of the sector – its dysfunction could adversely affect the state's defence capabilities; 2) social importance of the sector – electricity is regarded as a necessity good, which should be delivered to recipients even if they are not able to pay its market price; 3) capital expenditures needed to maintain the infrastructure's efficiency and development; 4) technical problems and the need for central coordination of the system – electricity cannot be stored and the supply must equal the demand at all times. But now here is a parallel model of the competitive market.

¹ The off-sector competition has a cross-sectoral dimension, where other sectors operate as substitutes satisfying the same need or fulfilling the same function. This may lead to a reduction of profits in the sector, and pressure on lowering prices.

2. The origins of electric power

The history of electric power reaches back to the nineteenth century, when the power sector began to develop. Small hydro-power plants and coal incinerators were the first facilities that produced electric current. The first hydroelectric power plant was built in 1881 in England, in Godalming on the River Wey, in the Westbrook Mills neighbourhood. The plant was provided by Messrs Calder & Barrett on the basis of a Siemens AC Alternator using dynamos [7]. The electricity output of this plant was used for street lighting and the supply of private homes. In 1882, owing to Edison's innovative designs, the Pearl Street coal-fired power plant supplied power for the first lighting points. In subsequent years Edison built more than 300 coal-fired power plants around the world [13].

The origins of the use of electricity in Poland date back to the last two decades of the nineteenth century. Such attempts were undertaken mainly by industrial plants, sugar factories, etc. by installing small generators with a capacity of several, or several dozen kW, driven by steam engines or diesel engines, and small hydropower plants [14]. Electricity from these sources was at first used for illumination, mainly with arc lights. A milestone in the development of the power sector in Poland was the construction in the early twentieth century of several major urban power plants with a capacity of a few MW, supplying electricity to light homes, streets, and then for industry and municipal transport.

The Industrial Revolution, which began in England, in the most developed and richest country in the world at the time, contributed to the rapid economic development of countries. England possessed natural resources to ensure the production of electricity based mainly on hard coal. With the increase in demand for electricity, power plants' capacities developed leveraging the economy of scale. The larger the power plants were, the cheaper electricity they produced. This enabled the spread of electricity in the world, thereby decreasing its price [4].

3. Operating models of electric utilities in the world

Currently, there are two power sector configurations on the electricity market. The first, traditional configuration includes the whole value chain, starting from generation through transmission and ending with distribution; while in the other configuration competitive producers are the dominant source of supply, and transmission and distribution grids provide universal access to energy consumers [10]. The traditional power sector in most countries was based on a regulated market² of public networks of electric utilities [10] and followed the strategy of passive adaptation, adjusting to external factors. Around large vertically integrated power corporations hundreds of small and medium-sized

businesses have developed. Most economists believe that the vertical integration influenced increased efficiency [6]. In highly developed countries such as the USA, Canada, Western European countries and Scandinavia, there are large corporations in the power sector, with operating ranges often covering the whole country, region or state. Throughout almost the whole twentieth century the sector's development was subordinated to the economies of scale until the 1980s. The economies of scale and technological advancements were conducive to the formation of national monopolies. Vertical and horizontal integration extended and intensified [10]. In historical terms, commercial power plants were an integral part of the power grid, in which large generation facilities were intentionally located near resources. i.e. far from populated centres of consumption. Therefore, electricity was traditionally supplied through transmission and distribution grids to load centres, and from there to consumers. These solutions were applied where the cost of conventional fuel's transport for power plants, and the costs of integrated generation technology, significantly exceeded the development cost of power transmission and distribution systems. Commercial power plants are usually built to take advantage of the economies of scale as one-off custom projects [3]. However, the advantages of the economies of scale began to wane in the late 1960s and through the 1980s and 1990s until the beginning of the twenty-first century, when a steady decline was noted in the efficiency of large power plants' operations. Electricity produced by the vertically integrated commercial power plants was no longer cost-competitive and at the same time did not guarantee reliable transmission over long distances. The cause of the weakening economies of scale were two, seemingly unrelated, events that occurred in the early 1960s. Firstly, steam generation units' achieving the ceiling of physical capabilities resulting from the Clausius-Rankine cycle, which resulted in the reduction of energy efficiency; and, secondly, stationary gas turbines and small generators propelled by jet engines came to the market. The new advanced gas turbines achieved a high degree of energy efficiency and began to pose serious competition for large generation units, which were stagnating [9].

The first symptom of the departure from the model of vertically integrated companies was the adoption in 1978 in the United States of the PURPA Act (Public Utility Regulatory Policies Act), which promoted electricity conservation (demand reduction) and larger use of energy from renewable domestic sources (supply increase). The Act was drafted in response to the energy crisis of 1973³ and, as it turned out, a year ahead of the second energy crisis⁴. The PURPA Act provided impetus to the development of a new business model in the power sector. Until the early 1980's even in countries with a liberal market economy

¹ The off-sector competition has a cross-sectoral dimension, where other sectors operate as substitutes satisfying the same need or fulfilling the same function. This may lead to a reduction of profits in the sector, and pressure on lowering prices.

² A regulated, or controlled, market is a market where the government controls the forces of supply and demand, as well as who and on what conditions can enter the market, and sets the prices that can be charged. Market regulation is commonly applied, especially in the markets where there are natural monopolies. Often regulated markets are set at the partial privatization of state assets. On a regulated market the governmental regulatory agency can sometimes impose legal regulations that take into account privileges for selected entities (regulatory capture).

³ The oil crisis, also referred to as fuel or energy crisis, or oil shock - the economic downturn, which began in 1973 and took over all highly industrialized countries dependent on crude oil, and all areas of the global economy.

⁴ The second global energy crisis broke out in 1979, when strikes in Iran, engulfed in revolution, had led to stopping its oil extraction. After the Shah had fled from Iran, production was restored, but supplies were still limited. Difficulties in the global fuel markets deepened during the following year, after the outbreak of the Iran-Iraq war.

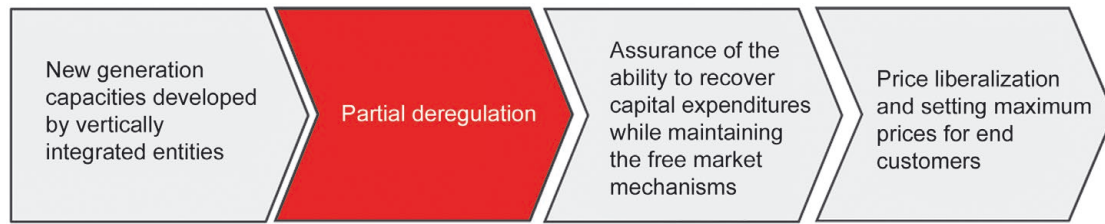


Fig. 1. Directions of the electricity market deregulation in the US / source: PGE

the conviction prevailed that the power industry should be a monopolised sector under strict control of market regulating institutions. At the end of the 1980s and 1990s the economic inefficiency of regulated energy markets had become so obvious that in many economically developed countries the deregulation process began.

The developments of recent years in the global energy sector, especially the Californian crisis in 2001⁵, and the events of 2003: the gigantic blackout on the East Coast of the USA and Canada⁶, and in Italy⁷ did not weaken the liberalization tendencies. Despite the energy crises the market liberalization has brought about some undeniable benefits in terms of increased efficiency and lower prices, and companies have begun to apply the active adaptation strategy. It must be admitted that the crises have changed the approach to the understanding of energy security, and firmly accented the role of competitive market. The process of partial deregulation implemented as a consequence of the Californian crisis is schematically shown in Fig. 1.

Market deregulation has raised the level of social welfare and this fact was largely influenced by changes related to the separation of generation, transmission and sales. One of the problems in deregulation implementation can be aggressive defence of the market positions by existing monopolists, who can use all methods to solidify their positions. The market regulator must therefore combat these practices, to facilitate entry and to enable the development of effective competition. In economically developed countries more and more markets are liberalized, which have traditionally been regulated monopolies or quasi-monopolies. The role of the state is to deregulate monopolies unfavourable for social welfare, and to prevent the formation of next monopolistic structures. Logic of the rules of proper selection of regulatory obligations is based on the assumption that the lack of competition in the energy market is linked primarily with vertical integration of enterprises due largely to the high structural entry barriers (economies of scale, economies of scope and high sunk costs). In markets characterized by their vertical integration the elimination of competition by a strong business at the retail level is associated with the use of anti-competitive practices also at the wholesale market level [1].

An alternative model of the power sector is distributed generation. Distributed generation, also known as on-site generation, is decentralized electricity generation in many small centres of production. Electricity is generated by small plants or production facilities, connected directly to distribution grids or localized in a consumer power grid (downstream of control and measuring equipment). Normally in distributed energy electricity is generated from renewable or unconventional energy sources, often in combination with heat (distributed co-generation).

4. The power sector model in Poland

In the 1980s, the economies of Western Europe departed from the model of the state as market regulator, following the deregulation trend; however, the economic downturn of recent years contributed to reconsideration of this approach. One of the countries where the return is deliberated to a situation in which the government is the market regulator is France [11]. Critics of deregulation in the power sectors of European countries argue that the effects of this process are often different than planned. Deregulation does not guarantee the targeted reduction in electricity prices, whereas the lack of a central energy policy threatens the market's stability and uninterrupted power supply.

In Poland, the reform of the power sector in the early 1990s had led to the construction of 17 system power plants and 33 distribution companies. Such fragmentation of the sector was virtually unknown in the world's economies. The systemic transformation ongoing in Poland required continuous solving of fundamental issues concerning its course and the selection of a model of the electricity market's operation (free market, regulated market, social market economy) assuming a certain extent and form of the state's influence on the course of business [18]. The need to develop the electricity market model was strongly accentuated the first time in 1998. In July that year the Economic Committee of the Council of Ministers adopted the documents "Program and conditions of the energy sector privatization" and "Schedule of projects related to the marketisation of electricity prices", which pointed out to, among other things, the need to launch a power exchange, where electricity would be traded [8].

Discussions and digressions over the advisability of activities aimed at increasing the degree of liberalization, or at regulation

⁵ At its peak the crisis affected 1.5 million end users and lasted more than a year

⁶ In the north-eastern United States and south-eastern provinces of Canada happened the biggest power grid failure in the North American history. Electricity supply was interrupted in the region of Ohio, New York, New England, Michigan, Ontario, Pennsylvania, northern New Jersey, and on the Canadian side - in the province of Quebec. The total outage of electricity supply covered approximately 50 million people. As a result of the failure shut-down were more than 100 power plants in the US and Canada, including 22 nuclear power plants (<http://www.tvn24.pl>).

⁷ Part of Switzerland and the whole of Italy (from the Alps to Sicily) were deprived of electricity. In total, the largest blackout in the European history had cut off approximately 57 million people from power supply (<http://www.tvn24.pl>).

implementation on markets, including the energy market, are still undertaken as theoretical considerations and in practice alike. The essence of this discourse is to find the “aurea mediocritas” or the impact, especially of the government’s economic policy, on the proper proportions between legal and economic instruments involved in economic processes, and thus to determine the degree of regulation or deregulation affecting the market. The concept of liberalization in the energy sector should be construed as transformations in the sector’s operations, occurring separately or concurrently, but with varying intensity. These changes concern the transformation of state-owned enterprises in market environment-oriented companies (corporatisation), as well as the disposal of assets of state-owned enterprises to private companies (privatization). Another factor in the market liberalization process is market deregulation, which means minimizing the administrative control over the operation of enterprises in the power sector. In addition, it is important to introduce competition, i.e. the choice of energy supplier by end customers [3]. On July 1, 2007, the electricity market was liberalised. Since then, every customer can buy electricity from a chosen seller (trading company). The energy market liberalisation is intended to strengthen competition in the market, which theoretically lowers prices. According to the free market rules, electricity sellers shall compete for customers, reducing costs and offering electricity at optimal prices. The energy market liberalisation is linked to the introduction of the TPA (*Third Party Access*) rule. The TPA rule consists in making power grid infrastructure (transmission and distribution lines) available by its owner (transmission or distribution company) to electricity trading companies (electricity sellers) in order to supply electricity to end users. The utility company to the grid of which a consumer is connected, is obliged to supply the electricity purchased by the customer from a seller of their choice. In connection with the introduction of the TPA rule it was necessary to separate from the existing electricity utilities independent trading companies and distribution system operators. At the end of 2015 the Polish National Electric Power System’s capacity amounted to more than 40 GW.

In Poland coal and lignite fired commercial power plants (28.6 GW) still dominate in the electricity generation breakdown with the aggregate share of more than 72% in the total capacity installed in the National Power System [15]. However, a growing share of wind power and other RES-based plants is noticeable. The Ministry of Energy proposes the development of energy clusters⁸ as mechanisms to stabilize the RES share in the energy system [22]. The profitability of the Polish conventional generation segment has dropped significantly in recent years. This is due mainly to the persistently low wholesale electricity prices and the increase in the share of unconventional sources’ output. Since 2013 a systematic decrease in electricity prices

	31/12/2014	31/12/2015
total	38,121	40,445
commercial power plants	31,631	31,927
• commercial hydropower plants	2,369	2,290
• commercial thermal plants	29,262	29,637
• hard coal-fired	18,995	19,348
• lignite-fired	9,268	9,290
• gas-fired	999	999
wind farms and other RES	3,877	5,687
industrial plants	2,613	2,831

Tab. 1. The Polish National Electric Power System’s capacity / source: PSE (2016)

[GUS] has been noticeable. The price drop in 2015 compared with 2014 had forced generation companies to make significant write-offs, which also translated into their bottom lines. In 2015, EBIT Earnings *Before Interest and Taxes* in the generation sector (4 largest power groups – PGE, Enea, Tauron, Energa), largely due to write-downs for permanent asset impairment⁹, had fallen below 10 billion PLN [21]. In 2016 the situation began to improve and EBIT for H1 for the sector recorded a positive value. An example illustrating the sector’s condition may be the EBIT of the conventional power business in PGE company, where in Q2 2015, the EBIT amounted to minus 8.07 billion PLN, while Q2 2016 to plus 0.24 billion PLN. Losing importance is the generation of electricity from lignite. Examples are power plants Bełchatów and Turów, the write-off of which for permanent impairment of assets amounted to ca. 8.2 billion PLN. [21] To improve energy efficiency in the power sector, projects will be implemented aiming to increase electricity generation efficiency, including the construction of new high-performance power units. Another objective will be to reduce grid losses in transmission and distribution, including the modernization of existing and construction of new grids, replacement of low-efficient transformers, and development of distributed generation, as well as increase in the energy end-use efficiency. Distributed generation is now one of the most actively developed branches of the national energy sector. While this is not a new concept, still lacking is a systematic definition that would allow the unequivocal classification of generation units. The main problem here is the acceptance of a criterion, which can be the installed capacity, connection to transmission or distribution grid, subject to the central power disposal, or the type of the underlying technologies [17].

5. New challenges for electricity utilities

Enterprises in the power sector keep on seeking new development strategies. The power sector is going through the biggest

⁸ Energy cluster – a civil law agreement which may include individuals, legal entities, academic institutions, research institutes or local government units, for the production and demand balancing, distribution or trading of energy from renewable energy sources or from other sources or fuels, as part of a distribution grid with rated voltage less than 110 kV, in the cluster’s operating area not exceeding the limits of one district within the meaning of the Act of 5 June 1998 on the district governance (J. of L. 2016, Item 814), or five municipalities within the meaning of the Act of 8 March 1990 on the local governance (J. of L. 2016, Item 446); an energy cluster is represented by a coordinator, which is a cooperative, association, or foundation appointed for this purpose, or any member of the cluster specified in the civil law agreement, hereinafter referred to as “energy cluster coordinator”, The Act of 22 June 2016 amending the Act on the renewable energy sources and certain other Acts).

⁹ Permanent asset impairment occurs when there is a high probability that an asset controlled by a company will not bring in the future a substantial or any economic benefits. This premise justifies a write-down on the asset.

changes in its 130-year history, undermining the legitimacy so far of the operations of monopolies and controls. Until recently power services were perceived as roads and water, where the most successful model was the natural monopoly. One standardized electric cable was enough to connect a network of buildings. Technological options were limited to coal or oil fired steam turbines, and to large hydro dams operating on the economies of scale principles. Transmission was limited to short distances, because each generation unit supplied its own area of operation. The rapid increase in demand allowed power plants to manage new cost-efficient projects. The natural monopoly model was profitable for customers, because it affected drop in prices while ensuring reliability of supply, even at sharp increases in the demand [5]. However, the beginning of the twenty-first century has brought radical changes in developed countries, e.g. USA. The US power market model may also have an impact on European electricity utilities.

The scale of the coal and nuclear energy – based generation of electricity delivered to millions of homes is rapidly shrinking and transforming into a model of solar and wind power plants supplying a few or a few hundred homes in the neighbourhood. Demand for electricity has gradually stabilized, so the new wind and solar units displace large fossil fuel – fired units. In addition, new technologies, batteries and electric vehicles provide new tools for distributed energy. Smartphones and smart devices give electricity consumers an unprecedented ability to manage their power consumption. Therefore, there are no longer any grounds for the defence of the monopoly-based model of electricity utilities' operations in an era when effective technologies in a broad way enable energy distribution and new ownership models. In particular, the power infrastructure development should include the construction of smart grids with smart metering, with which direct interactions and communication between consumers, households or enterprises and other grid users and energy suppliers could be managed.

Energy efficiency improvement will continue to play a key role, not only to ensure sustainable development, but also for increasing the competitiveness of Polish power companies. Energy efficiency improvement will also be a tool contributing to the reduction of greenhouse gas emissions [15]. The challenges that the Polish energy sector is facing include increasing the efficiency of coal-fired power stations, increasing the share of the natural gas and renewable energy, including wind, biomass and sun, in electricity generation, as well as increasing the share of combined heat and power generation in total electricity generation, including generation at gas-fired CHP plants [20].

Polish electricity utilities are influenced by many factors, particularly regulatory, technological and market impacts that force increased innovation throughout the value chain. Electricity utilities adapt to the requirements of their environment. Their operation so far in the segments of generation, distribution and sales is undergoing radical transformation as a result of these three major factors. Financial allocations on innovative activities are necessary, but we should be aware that it is those companies that will be able to transform the innovation from a cost centre to

a profit centre that will be successful. This process can be called a strategy of adaptation. To achieve this, an appropriate time is needed to implement many elements, such as the combination of innovation with the company's business objectives or the design and implementation of the operating model of innovation. Innovation is the key to competitiveness, and because of the pace of change in engineering, technology and organization only companies able to introduce innovative changes can stay in the market. "Low technological advancement and low level of innovation in an economy result also in its relatively low competitiveness" [19].

REFERENCES

1. D. Adamski, "Dobór obowiązków regulacyjnych na rynkach hurtowych" [*Choice of regulatory obligations in wholesale markets*] [in:] Regulacja rynków telekomunikacyjnych [*Regulation of telecommunication markets*], S. Piątek (editor), Warszawa 2007, p. 238.
2. A. Chochowski, F. Krawiec, "Zarządzanie w energetyce" [*Management in the power sector*], Difin, Warszawa 2008, p. 19.
3. Distributed generation [online], www.revolvy.com.
4. A. Dyląg, "Krótka historia energii elektrycznej" [*A short history of electrical power*] [online], <http://www.annadylag.pl/krotka-historia-energii-elektrycznej/>.
5. J. Farrell, "Electricity's Un-Natural Monopoly" [online], <https://ilsr.org/electricitys-unnatural-monopoly/>.
6. P. Fox-Penner, "Smart Power: Climate Change, the Smart Grid, and the Future of Electric Utilities", Island Press, 1 edition, 2010.
7. Godalming: *Electricity* [online], <http://www.exploringsurreyspast.org.uk>
8. S. Horbaczewski, J. Nowak, K. Sobieraj, "Dlaczego polskiej elektroenergetyce potrzebna jest giełda energii elektrycznej?" [*Why the Polish power needs a power exchange?*] [online], www.cire.pl.
9. F. Krawiec, "Ewolucja planowania rozwoju elektroenergetyki w ramach deregulacji" [*Evolution of electric power development planning in the context of deregulation*], *Zeszyty Naukowe [Scientific journals]*, Vol. 6, 1998, p. 8.
10. F. Krawiec, "Konkurencyjność w sektorze elektroenergetycznym" [*Competitiveness in the power sector*], Difin 2016.
11. "Le retour de l'Etat régulateur", *Le Monde*, 5.07.2010.
12. "Logistyka dla energetyki" [*Logistics for the power sector*] [online], www.spedycje.pl.
13. Pearl Street Station, Engineering and Technology History Wiki.
14. "Polska energetyka – historia" [*The Polish energy sector – history*] [online], www.agroenergetyka.pl.
15. Raport 2015 KSE [KSE 2015 Report], www.pse.pl.
16. Raport WEO 2016 [WEO 2016 Report] [online], inwww.worldenergy-outlook.org/publications/weo-2016/; "Sektor energetyczny w Polsce" [*The energy sector in Poland*], PAIIZ, www.paiz.gov.pl.
17. T. Sikorski, E. Ziąja, "Generacja rozproszona na tle obecnej struktury energetyki krajowej" [*Distributed generation against the background of the Polish energy sector's current structure*], *Energetyka [Power engineering]*, No. 12, 2008, p. 811.
18. URE [Energy Regulatory Office], www.ure.gov.pl.

19. Z. Wysokińska, "Konkurencyjność w międzynarodowym i globalnym handlu technologiami" [*Competitiveness in the international and global technology trading*], Warszawa – Łódź, 2001, p. 7.
20. Zaporowski, "Efektywność energetyczna i ekonomiczna gazowych oraz gazowo-parowych elektrociepłowni opalanych gazem ziemnym" [Energy and economical efficiency of natural gas fired gas and gas-steam heat and power plants], *Acta Energetica*, No.1/26, 2016, pp. 152–157.
21. "7 pokus polskiej energetyki 2016" [*7 temptations of the Polish energy sector in 2016*], PwC, May 2016; data from the reports of individual energy companies.
22. K. Tchórzewski, "Koncepcja Klastrow Energii w ramach Programu Operacyjnego Infrastruktura i Środowisko 2014–2020" [*Energy cluster concept in Operational Programme Infrastructure and Environment 2014–2020*], The Ministry of Energy, 16.12.2016.

Piotr F. Borowski

Warsaw University of Life Sciences

e-mail: pborowski@autoraf.pl

Graduated as M.Sc. and Engineer from the Faculty of Power and Aeronautical Engineering at Warsaw University of Technology, and as Ph.D. from Warsaw School of Economics, an assistant professor at the Department of Production Engineering of Warsaw University of Life Sciences, a member of the Faculty Council (2008–2012 and 2012–2016) and of the departmental committees for quality of education, for teaching, and for didactics. Member of the Rectors' Committee for Quality of Education (2016–2020). Multiple Erasmus programs scholar, under which he lectured at universities in France, Ireland, Turkey, Portugal and Italy. Member of the International Soil and Tillage Research Organization, organizer and participant of many international scientific conferences, including in Turkey (2008, 2009, 2014), Ukraine (2008, 2010), Egypt (2011, 2013), Dubai (2012, 2014), and Greece (2013). Specialist in transport biofuels and CO₂ emission reduction. Author of numerous papers in the field of renewable energy, adaptation strategies in the power sector. Co-author of monographs related to biofuels. Former editor-in-chief of "Zarządzanie i Edukacja" [*Management & Education*] bimonthly.

This is a supporting translation of the original text published in this issue of "Acta Energetica" on pages 16–21. When referring to the article please refer to the original text.

PL

Strategie rozwoju przedsiębiorstw elektroenergetycznych

Autor

Piotr F. Borowski

Słowa kluczowe

sektor elektroenergetyczny, strategia, adaptacja

Streszczenie

Przedsiębiorstwa elektroenergetyczne są kluczowymi firmami dla gospodarki kraju. Wiele instytucji naukowo-badawczych zajmuje się zagadnieniami dotyczącymi sektora elektroenergetycznego, by znaleźć odpowiedź na pytanie, co powinny uwzględniać tworzone strategie, aby zapewnić bezpieczeństwo energetyczne kraju. Czy firmy powinny stosować strategię adaptacji czy może strategię przelomu? Jeśli będą stosować adaptację, to czy adaptację bierną, czy czynną i w jakich okolicznościach? Te pytania są stale analizowane przez autora, a odpowiedzi mają posłużyć do wypracowania rekomendacji niezbędnych w budowaniu bezpiecznego rynku elektroenergetycznego. W artykule została omówiona struktura rynku i dwa podstawowe modele – model tradycyjny i model konkurencyjny.

1. Znaczenie elektroenergetyki w rozwoju gospodarczym

Rozwój gospodarczy państw uzależniony jest od dostępu do energii, zwłaszcza energii elektrycznej. W państwach uprzemysłowionych kluczem do rozwoju gospodarczego jest poprawne funkcjonowanie sektora elektroenergetycznego. Niezbędność energii elektrycznej we wszystkich procesach gospodarczych i konsumpcji czyni z niej dobro publiczne, co skutkuje tym, że racjonalizacja kosztów jej wytworzenia i fizycznej dostawy jest strategicznym wyzwaniem dla gospodarki każdego kraju i przekłada się na właściwe zarządzanie przedsiębiorstwami elektroenergetycznymi. Od połowy lat 90. przedsiębiorstwa poszukują nowych modeli działania na rynku. Z jednej strony poprawa efektywności funkcjonowania sektora energetycznego powinna wpływać na względną obniżkę cen energii, przy zachowaniu jakości, pewności i bezpieczeństwa jej dostaw, a jednocześnie z drugiej strony spółki od kilku lat poszukują nowych modeli działań ze względu na zmianę specyfiki rynków, spadek cen energii oraz pojawienie się sprzedażowej konkurencji pozasektorowej¹. Nowe modele biznesowe przedsiębiorstw działających na rynku elektroenergetycznym wymagają nawiązywania współpracy z nowymi partnerami biznesowymi oraz tworzenia nowych relacji handlowych. Według danych URE w roku 2017 średni spadek cen w obrocie dla odbiorców czterech sprzedawców z urzędu wyniesie 4,6%. Spadek cen energii elektrycznej wynika głównie z niższych kosztów zakupu energii oraz tzw. zielonych certyfikatów [18]. Spółki elektroenergetyczne rozwijają swoją działalność i wykorzystują nowe techniki produkcji oraz docierają do coraz odleglejszych miejsc wydobywania. Dla dostawców usług logistycznych wiąże się to z posiadaniem rozwiniętej globalnej sieci oraz znajomością realiów rynków lokalnych, co pozwala zapewnić wysoką jakość usług oraz sprostać lokalnym wymaganiom legislacyjnym [12]. Prognozuje się, że do 2040 roku gospodarka światowa będzie rosła w średnim

tempie 2,8% rocznie. Uwzględniając przewidywane stałe zwiększanie efektywności w wytwarzaniu energii elektrycznej, wzrost globalnego sektora energetycznego będzie wynosił 1,1% rocznie. Przewiduje się, że będzie spadać znaczenie źródeł konwencjonalnych (energia elektryczna wytwarzana z węgla i ropy naftowej – przewidywany wzrost o 0,4% rocznie), przy jednoczesnym wzroście udziału źródeł odnawialnych (energia słoneczna, wiatrowa i geotermalna – wzrost o 7,4% rocznie). Według prognoz opracowanych na bazie ustaleń COP21 rozwój energetyki odnawialnej powinien się przyczynić do osiągnięcia przez nią udziału ok. 37% w wytwarzaniu energii w 2040 roku w porównaniu z 23% obecnie [16]. Początkową formą organizacji sektora energii elektrycznej był monopol państwowy. Wiązało się to głównie z: 1) strategicznym znaczeniem sektora – jego dysfunkcja mogłaby wpłynąć negatywnie na zdolności obronne państwa; 2) społecznym znaczeniem sektora – energia elektryczna traktowana jest jako dobro pierwszej potrzeby, które powinno być dostarczone do odbiorców, nawet jeśli nie są oni w stanie zapłacić ceny rynkowej; 3) wielkością nakładów inwestycyjnych niezbędnych do utrzymania sprawności i rozwoju infrastruktury; 4) problemami technicznymi i koniecznością centralnego koordynowania systemu – nie ma możliwości magazynowania energii elektrycznej i wartość podaży musi w każdej chwili być równa wartości popytu. Natomiast obecnie funkcjonuje równoległy model rynku konkurencyjnego.

2. Początki elektroenergetyki

Historia energii elektrycznej sięga XIX wieku, kiedy to zaczął się formować **sektor elektroenergetyczny**. Małe elektrownie wodne oraz spalarnie węgla były pierwszymi obiektami, które wytwarzały **prąd elektryczny**. Pierwsza elektrownia wodna powstała w 1881 roku w Anglii, w Godalming na rzece Wey w punkcie Westbrook Mills. Instalacja została wykonana przez Messrs Calder & Barrett na bazie Siemens AC

Alternator przy zastosowaniu dynamy [7]. Energia elektryczna dostarczana przez tę elektrownię posłużyła do oświetlenia ulic i dostarczyła energię do prywatnych domów. W 1882 roku dzięki innowacyjnemu projektowi Edisona z elektrowni węglowej Pearl Street na dolnym Manhattanie popłynął prąd zasilający pierwsze punkty oświetleniowe. W kolejnych latach Edison zbudował ponad 300 elektrowni węglowych na całym świecie [13].

Początki związane z wykorzystaniem energii elektrycznej w Polsce sięgają ostatnich dwóch dekad XIX wieku. Próby takie podejmowały głównie zakłady przemysłowe, cukrownie itp., instalując niewielkie, kilku- lub kilkadziesiątkowatowe generatory napędzane maszynami parowymi lub silnikami Diesla oraz małe elektrownie wodne [14]. Energia elektryczna z tych źródeł była wykorzystywana początkowo do oświetlenia, głównie przy wykorzystaniu lamp łukowych (ang. *arc lights*). Milowym krokiem w rozwoju elektroenergetyki w Polsce było wybudowanie na początku XX wieku kilku większych elektrowni miejskich o mocy kilku MW, dostarczających energię elektryczną do oświetlenia domów, ulic, a następnie na potrzeby przemysłu i transportu miejskiego.

Revolucja przemysłowa, która zaczęła się w Anglii, w najlepiej rozwiniętym i najbogatszym wówczas kraju świata, przyczyniła się do szybkiego rozwoju gospodarczego krajów. Anglia posiadała bogactwa naturalne zapewniające produkcję energii elektrycznej głównie na bazie węgla kamiennego. Wraz ze wzrostem zapotrzebowania na energię elektryczną moce elektrowni rozwijały się, wykorzystując **ekonomiczny efekt skali**. Im większe stawały się elektrownie, tym tańszy produkowały prąd. Umożliwiło to rozpowszechnianie się elektryczności na świecie i obniżenie jej ceny [4].

3. Model funkcjonowania przedsiębiorstw elektroenergetycznych na świecie

Obecnie na rynku energii elektrycznej funkcjonują dwie konfiguracje sektora elektroenergetycznego. Pierwsza konfiguracja

¹ Konkurencja pozasektorowa ma wymiar międzysektorowy, gdzie inne sektory prowadzą działalność substytucyjną, zaspokajając tę samą potrzebę lub spełniając tę samą funkcję. Może to prowadzić do ograniczenia zysków w danym sektorze, presji na obniżkę cen.

This is a supporting translation of the original text published in this issue of "Acta Energetica" on pages 16–21. When referring to the article please refer to the original text.

PL

obejmuje tradycyjne przedsiębiorstwa posiadające wszystkie fazy, począwszy od wytworzenia, poprzez przesył, a na dystrybucji kończąc, natomiast w drugiej konfiguracji konkurencyjni wytwórcy są dominującym źródłem zaopatrzenia, a sieci przesyłowe i dystrybucyjne umożliwiają powszechny dostęp odbiorcom energii [10]. Tradycyjny sektor elektroenergetyczny w większości krajów bazował na regulowanym rynku² publicznych sieci przedsiębiorstw elektroenergetycznych (*electric utility*) [10] i stosował strategię adaptacji biernej, dostosowując się do czynników płynących z otoczenia. Wokół wielkich pionowo zintegrowanych koncernów energetycznych rozwijały się setki małych i średnich firm. Większość ekonomistów uważa, że pionowa integracja wpływała na zwiększenie efektywności [6]. W krajach wysokorozwiniętych, takich jak USA, Kanada czy w krajach Europy Zachodniej oraz w Skandynawii, w energetyce działają duże koncerny często swoim zasięgiem obejmujące cały kraj, region lub stan. Przez prawie cały wiek XX, bo aż do lat 80., rozwój sektora był podporządkowany ekonomii skali. Ekonomia skali i postęp techniczny sprzyjały powstawaniu monopolu narodowych. Następowala pionowa i pozioma integracja [10]. Historycznie rzecz ujmując, elektrownie zawodowe były integralną częścią sieci elektroenergetycznej, w których duże obiekty wytwórcze były celowo zlokalizowane w pobliżu zasobów, co skutkowało tym, że znajdowały się daleko od zaludnionych centrów odbioru. W związku z tym dostarczanie energii odbywało się tradycyjnie poprzez sieci przesyłowe i dystrybucyjne do ośrodków obciążeniowych, a stamtąd do konsumentów. Te rozwiązania były stosowane wtedy, kiedy koszty transportu paliwa konwencjonalnego do elektrowni oraz koszty zintegrowanych technologii wytwarzania znacznie przewyższały koszty rozwoju przesyłu mocy i jej dystrybucji (*Power Transmission & Distribution Systems – T&D*). Elektrownie zawodowe są zwykle budowane w celu wykorzystania ekonomii skali jako jednorazowe niestandardowe projekty [3]. Jednakże korzyści skali zaczęły słabnąć pod koniec lat 60. i poprzez lata 80. i 90. aż do początku XXI wieku, kiedy odnotowywano systematyczny spadek efektywności funkcjonowania dużych elektrowni zawodowych. Energia elektryczna produkowana przez pionowo zintegrowane elektrownie zawodowe nie była już cenowo konkurencyjna i jednocześnie nie gwarantowała niezawodnego przesyłu na znaczne odległości. Przyczyną słabnącego efektu skali były dwa, wydawałoby się,

niewiązane ze sobą zjawiska, które wystąpiły na początku lat 60. Po pierwsze osiągnięcie przez parowe jednostki wytwórcze górnego pułapu fizycznych możliwości wynikającego z obiegu Clausiusa-Rankine'a, co powodowało zmniejszanie efektywności energetycznej, oraz po drugie zaczęto na rynku stosować stacjonarne turbiny gazowe i małe generatory wykorzystujące silniki odrzutowe. Nowe udoskonalone turbiny gazowe osiągały wysoki stopień efektywności energetycznej i zaczęły stanowić poważną konkurencję dla dużych jednostek wytwórczych, które znajdowały się w fazie stagnacji [9].

Pierwszym przejawem odchodzenia od modelu firm zintegrowanych pionowo było uchwalenie w USA w 1978 roku ustawy PURPA (*Public Utility Regulatory Policies Act*), która promowała oszczędzanie energii elektrycznej (zmniejszenie popytu) i promowała większe wykorzystanie energii pochodzącej z odnawialnych krajowych źródeł (zwiększenie podaży). Ustawa została utworzona w odpowiedzi na kryzys energetyczny 1973 roku³ i jednocześnie okazało się, że o rok wyprzedziła drugi kryzys energetyczny⁴. Ustawa PURPA dała impuls do tworzenia nowego modelu biznesu w sektorze elektroenergetycznym. Do początku lat 80. XX wieku nawet w krajach o liberalnej gospodarce rynkowej panowało przekonanie, że elektroenergetyka powinna być branżą zmonopolizowaną, pod ścisłą kontrolą instytucji regulujących rynek. W końcu lat 80. i w latach 90. ubiegłego wieku nieefektywność ekonomiczna regulowanych rynków energetycznych stała się tak oczywista, że w wielu krajach rozwiniętych gospodarczo rozpoczął się proces deregulacji.

Wydarzenia ostatnich lat w energetyce światowej, zwłaszcza kryzys kalifornijski w 2001 roku⁵, oraz wydarzenia z roku 2003: gigantyczny *blackout* na wschodnim wybrzeżu USA i Kanady⁶ czy we Włoszech⁷ nie osłabiły tendencji liberalizacyjnych. Mimo wspomnianych kryzysów energetycznych liberalizacja rynku przyniosła niezaprzeczalne korzyści w postaci zwiększenia

efektywności i spadku cen, a firmy zaczęły stosować strategię adaptacji czynnej. Należy przyznać, że kryzysy zmieniły podejście do rozumienia bezpieczeństwa energetycznego i mocno zaakcentowały rolę konkurencyjnego rynku. Schematycznie proces częściowej deregulacji wdrożonej w wyniku kryzysu kalifornijskiego przedstawia rys. 1. Deregulacja rynku podniosła poziom dobrobytu społecznego i na ten fakt miały znaczny wpływ zmiany związane z rozdzieleniem działalności wytwórczej, przesyłowej i sprzedażowej. Jednym z problemów we wdrażaniu deregulacji może być agresywna obrona pozycji rynkowej przez dotychczasowych monopolistów, którzy mogą stosować wszystkie metody ugruntowywania swojej pozycji. Regulator rynku musi zatem zwalczać te praktyki, aby ułatwić wejścia i umożliwić powstanie rzeczywistej konkurencji. W krajach rozwiniętych gospodarczo liberalizowanych jest coraz więcej rynków, które tradycyjnie były regulowanymi monopolami lub quasi-monopolami. Rola państwa jest tu deregulacja monopolu niekorzystnych dla dobrobytu społecznego i zapobieganie tworzeniu się następnych struktur monopolistycznych. Logika zasad właściwego doboru obowiązków regulacyjnych bazuje na założeniu, że brak konkurencji na rynku energetycznym związany jest przede wszystkim z integracją pionową przedsiębiorstw spowodowaną w znacznej mierze z wysokimi strukturalnymi barierami wejścia (ekonomia skali, ekonomia zakresu oraz wysokie koszty utracone). Na rynkach charakteryzujących się integracją pionową eliminacja konkurencji przez silnego przedsiębiorcę na poziomie detalicznym jest powiązana ze stosowaniem praktyk antykonkurencyjnych również na poziomie rynku hurtowego [1]. Alternatywnym modelem sektora elektroenergetycznego jest energetyka rozproszona. Generacja rozproszona (GR), zwana także wytwarzaniem na miejscu, stanowi zdecentralizowane wytwarzanie energii elektrycznej w wielu małych ośrodkach wytwórczych. Wytwarzanie energii dokonuje się przez małe jednostki lub obiekty wytwórcze,



Rys. 1. Kierunki deregulacji rynku energii elektrycznej w USA / źródło: PGE

² Rynek regulowany lub rynek kontrolowany to rynek, na którym rząd kontroluje siły podaży i popytu, a także to, kto i na jakich zasadach może wejść na rynek oraz ustala ceny, jakie mogą być pobierane. Regulowanie rynku jest rzeczą powszechnie stosowaną, zwłaszcza dla rynków, gdzie występują monopole naturalne. Często rynki regulowane są ustalane podczas częściowej prywatyzacji państwowych aktywów. Na rynku regulowanym rządowa agencja regulacyjna może czasem ustanowić regulacje prawne uwzględniające przywileje dla wybranych podmiotów (*regulatory capture*).

³ Kryzys naftowy, określany też mianem kryzysu paliwowego, energetycznego lub szoku naftowego – kryzys gospodarczy, który rozpoczął się w roku 1973 i objął wszystkie kraje wysoko uprzemysłowione i uzależnione od ropy naftowej oraz wszystkie dziedziny gospodarki światowej.

⁴ Drugi światowy kryzys energetyczny wybuchł w 1979 roku, gdy strajki w ogarniętym rewolucją Iranie doprowadziły do przerwania wydobycia ropy. Po ucieczce szacha z Iranu produkcję wznowiono, ale dostawy nadal były ograniczone. Trudności na światowych rynkach paliwowych pogłębiły się w następnym roku, po wybuchu wojny iracko-irańskiej.

⁵ W szczytowym momencie kryzys dotknął 1,5 mln odbiorców końcowych i trwał przeszło rok.

⁶ W północno-wschodniej części Stanów Zjednoczonych oraz południowo-wschodnich prowincjach Kanady miała miejsce największa awaria sieci elektroenergetycznej w historii Ameryki Północnej. Przerwa dostawy energii elektrycznej w regionie Ohio, Nowego Jorku, Nowej Anglii, Michigan, Ontario, Pensylwanii, północnego New Jersey, a po stronie kanadyjskiej – w prowincji Quebec. W sumie przerwa w dostawie energii elektrycznej objęła około 50 mln ludzi. W wyniku awarii wyłączonych zostało ponad 100 elektrowni w USA i Kanadzie, w tym 22 elektrownie nuklearne (<http://www.tvn24.pl>).

⁷ Część Szwajcarii i całe Włochy (od Alp po Sycylię) zostały pozbawione prądu. W sumie największy *blackout* w historii Europy odciął od prądu około 57 mln osób (<http://www.tvn24.pl>).

This is a supporting translation of the original text published in this issue of "Acta Energetica" on pages 16–21. When referring to the article please refer to the original text.

PL

przyłączone bezpośrednio do sieci rozdzielczych lub zlokalizowane w sieci elektroenergetycznej odbiorcy (za urządzeniami kontrolno-pomiarowymi). W energetyce rozproszonej zwykle produkcja energii elektrycznej dokonuje się na bazie źródeł energii odnawialnych lub niekonwencjonalnych, często w skojarzeniu z wytwarzaniem ciepła (kogeneracja rozproszona).

4. Model sektora elektroenergetycznego w Polsce

W latach 80. gospodarki krajów Europy Zachodniej odchodziły od modelu państwa jako regulatora rynku, zgodnie z tendencją deregulacyjną, jednakże kryzys ekonomiczny ostatnich lat wpłynął na zrewidowanie tego podejścia. Rozważania nad powrotem do sytuacji, w której rząd jest regulatorem rynku, prowadzi m.in. Francja [11]. Krytycy deregulacji stosowanej w elektroenergetyce w państwach europejskich twierdzą, że skutki tego procesu są często odmienne od planowanych. Deregulacja nie gwarantuje zakładanej obniżki cen energii elektrycznej, natomiast brak centralnej polityki energetycznej grozi niestabilnością rynku i nawet zakłóceniami podaży energii. W Polsce reforma sektora elektroenergetyki na początku lat 90. doprowadziła do powstania 17 elektrowni systemowych oraz 33 przedsiębiorstw dystrybucyjnych. Takie rozdrobienie elektroenergetyki nie było praktycznie spotykane w światowych gospodarkach. Dokonująca się w Polsce transformacja systemowa wymagała nieustannego rozstrzygania podstawowych kwestii dotyczących sposobu transformacji oraz wyboru modelu funkcjonowania rynku elektroenergetycznego (wolny rynek, rynek regulowany, społeczna gospodarka rynkowa), zakładającej określony zakres i formy oddziaływania państwa na przebieg działalności gospodarczej [18]. Konieczność opracowania modelu rynku energii elektrycznej została po raz pierwszy mocniej zaakcentowana w roku 1998. W lipcu tego samego roku Komitet Ekonomiczny Rady Ministrów przyjął dokumenty „Program oraz uwarunkowania prywatyzacji sektora energetycznego” oraz „Harmonogram przedsięwzięć związanych z urynkowieniem cen energii elektrycznej”, w których wskazano, między innymi, na konieczność uruchomienia giełdy energii, na której będzie się dokonywał handel energią elektryczną [8].

Dyskusje i dywagacje nad celowością prowadzenia działań zmierzających do zwiększenia stopnia liberalizacji czy też wdrażania regulacji na rynku, w tym na rynku energetycznym, są nadal podejmowane zarówno w rozważaniach teoretycznych, jak i w praktyce gospodarczej. Istotą owego dyskursu jest znalezienie „*aurea mediocritas*”, czyli oddziaływania zwłaszcza przez politykę gospodarczą

rządu na właściwe proporcje stosowanych instrumentów prawnych i ekonomicznych w procesach gospodarczych, a zatem określenie stopnia regulacji bądź deregulacji wpływających na rynek.

Pod pojęciem liberalizacji w energetyce należy rozumieć transformację w funkcjonowaniu tego sektora, występującą osobno bądź jednocześnie, lecz z różną intensywnością. Zmiany te dotyczą przeobrażania przedsiębiorstw państwowych w spółki zorientowane na otoczenie rynkowe (korporatyzacja), jak również sprzedaży aktywów przedsiębiorstw z państwowych do prywatnych (prywatyzacja). Kolejnym czynnikiem w procesie liberalizacji rynku jest jego deregulacja, która oznacza zminimalizowanie kontroli administracyjnej nad działaniem przedsiębiorstw z sektora elektroenergetycznego. Ponadto istotne jest wprowadzenie konkurencji, czyli możliwości wyboru dostawcy energii przez końcowego odbiorcę [3]. Z dniem 1 lipca 2007 roku nastąpiło uwolnienie rynku energii elektrycznej. Od tego czasu każdy odbiorca może kupować energię elektryczną u wybranego przez siebie sprzedawcy (spółki obrotu). Uwolnienie rynku energii ma na celu wzmocnienie konkurencji na rynku, co teoretycznie wpływa na obniżenie cen. Zgodnie z zasadami wolnego rynku sprzedawcy energii elektrycznej mają rywalizować o klientów, ograniczając koszty i oferując prąd po optymalnych cenach. Z uwolnieniem rynku energii związane jest wprowadzenie zasady TPA (ang. *Third Party Access*). Zasada TPA polega na udostępnieniu infrastruktury sieciowej elektroenergetycznej (linii przesyłowych lub dystrybucyjnych) przez właściciela tej infrastruktury (przedsiębiorstwo przesyłowe lub dystrybucyjne) przedsiębiorstwom energetycznym prowadzącym działalność w zakresie obrotu energią elektryczną (sprzedawcy energii elektrycznej) w celu dostarczenia energii elektrycznej odbiorcom końcowym. Na przedsiębiorstwie odbiorca jest przyłączony, ciąży obowiązek dostarczenia energii elektrycznej zakupionej przez tego odbiorcę u wybranego przez niego sprzedawcy. W związku z wprowadzeniem zasady TPA konieczne stało się wydzielenie z działalności dotychczas funkcjonujących przedsiębiorstw energetycznych niezależnych spółek obrotu i operatorów systemów dystrybucyjnych. Na koniec 2015 roku moc elektryczna Krajowego Systemu Elektroenergetycznego (KSE) w Polsce wynosiła ponad 40 GW.

W Polsce nadal dominującą rolę w strukturze mocy odgrywają elektrownie zawodowe opalane węglem kamiennym i brunatnym (28,6 GW), których udział wynosi łącznie ponad 72% całkowitej mocy zainstalowanej w KSE [15]. Można jednakże zauważyć wzrastający udział

elektrowni wiatrowych i innych bazujących na źródłach odnawialnych. Ministerstwo Energii proponuje rozwój klastrów energii⁸ jako mechanizmów stabilizacji udziału OZE w systemie energetycznym [22]. W ostatnich latach rentowność polskiego segmentu wytwarzania konwencjonalnego znacznie spadła. Wynika to w głównej mierze z utrzymujących się niskich cen hurtowych energii elektrycznej oraz wzrostu udziału produkcji w źródłach niekonwencjonalnych. Od roku 2013 można obserwować systematyczny spadek cen energii elektrycznej [GUS]. Spadek cen w 2015 roku w stosunku do 2014 roku zmusił przedsiębiorstwa wytwarzające energię elektryczną do dokonania znaczących odpisów, co jednocześnie przełożyło się na wyniki ekonomiczne. W roku 2015 poziom zysku operacyjnego przed opodatkowaniem EBIT (ang. *Earnings Before Interest and Taxes*) w sektorze wytwarzania (dla 4 największych grup energetycznych – PGE, Enea, Tauron, Energa), w dużej mierze za sprawą odpisów z tytułu trwałej utraty wartości aktywów⁹, osiągnął poziom poniżej 10 mld zł [21]. Sytuacja w roku 2016 zaczęła się poprawiać i wynik EBIT za 1 półrocze dla sektora energetycznego odnotował wartość dodatnią. Przykładem obrazującym sytuację w sektorze może być EBIT dla firmy PGE w grupie przychodów z energetyki konwencjonalnej, gdzie w 2 kwartale w roku 2015 EBIT wyniósł minus 8,07 mld zł, natomiast w 2 kwartale 2016 plus 0,24 mld zł. Na znaczeniu traci wytwarzanie energii elektrycznej z węgla brunatnego. Przykładem są elektrownie Bełchatów i Turów, których odpis z tytułu trwałej utraty aktywów wyniósł około 8,2 mld zł [21]. W zakresie podniesienia efektywności energetycznej w elektroenergetyce realizowane będą projekty związane ze zwiększaniem sprawności wytwarzania energii elektrycznej, w tym poprzez budowę nowych wysokosprawnych bloków energetycznych. Dodatkowym celem będzie obniżenie wskaźnika strat sieciowych w przesyłce i dystrybucji, w tym m.in. modernizacja obecnych i budowa nowych sieci, wymiana transformatorów o niskiej sprawności oraz rozwój generacji rozproszonej, a także wzrost efektywności końcowego wykorzystania energii. Generacja rozproszona (GR) stanowi obecnie jedną z najbardziej aktywnie rozwijanych gałęzi krajowej energetyki. Choć nie jest to pojęcie nowe, brak jest wciąż usystematyzowanej definicji pozwalającej w jednoznaczny sposób dokonać klasyfikacji jednostek wytwórczych. Głównym problemem jest tu przyjęcie kryterium, którym może być zarówno wielkość mocy zainstalowanej, przyłączenie do sieci przesyłowej bądź dystrybucyjnej, podleganie centralnej dyspozycji mocy czy wreszcie rodzaj zastosowanych technologii [17].

⁸ Klaster energii – cywilnoprawne porozumienie, w którego skład mogą wchodzić osoby fizyczne, osoby prawne, jednostki naukowe, instytuty badawcze lub jednostki samorządu terytorialnego, dotyczące wytwarzania i równoważenia zapotrzebowania, dystrybucji lub obrotu energią z odnawialnych źródeł energii lub z innych źródeł lub paliw, w ramach sieci dystrybucyjnej o napięciu znamionowym niższym niż 110 kV, na obszarze działania tego klastra nieprzekraczającym granic jednego powiatu w rozumieniu ustawy z dnia 5 czerwca 1998 r. o samorządzie powiatowym (Dz. U. z 2016 r. poz. 814) lub pięciu gmin w rozumieniu ustawy z dnia 8 marca 1990 r. o samorządzie gminnym (Dz. U. z 2016 r. poz. 446); klaster energii reprezentuje koordynator, którym jest powołana w tym celu spółdzielnia, stowarzyszenie, fundacja lub wskazany w porozumieniu cywilnoprawnym dowolny członek klastra energii, zwany dalej „koordynatorem klastra energii” („Ustawa z dnia 22 czerwca 2016 r. o zmianie ustawy o odnawialnych źródłach energii oraz niektórych innych ustaw”).

⁹ Trwała utrata wartości następuje w razie dużego prawdopodobieństwa, że kontrolowany przez spółkę składnik aktywów nie przyniesie w przyszłości w znacznej części lub w ogóle korzyści ekonomicznych. Przesłanka ta, stanowi uzasadnienie do dokonania odpisu aktualizacyjnego wartości składnika majątku.

This is a supporting translation of the original text published in this issue of "Acta Energetica" on pages 16–21. When referring to the article please refer to the original text.

PL

	31.12.2014	31.12.2015
ogółem	38 121	40 445
elektrownie zawodowe	31 631	31 927
• elektrownie zawodowe wodne	2 369	2 290
• elektrownie zawodowe ciepłne	29 262	29 637
• na węgla kamiennym	18 995	19 348
• na węgla brunatnym	9 268	9 290
• gazowe	999	999
elektrownie wiatrowe i inne odnawialne	3 877	5 687
elektrownie przemysłowe	2 613	2 831

Tab. 1. Moc elektryczna Krajowego Systemu Elektroenergetycznego (KSE) w Polsce / źródło: PSE (2016)

5. Nowe wyzwania przed przedsiębiorstwami elektroenergetycznymi

Przedsiębiorstwa należące do sektora elektroenergetycznego nadal poszukują nowych strategii rozwoju. Sektor elektroenergetyczny przechodzi największe zmiany w swojej 130-letniej historii, podważając dotychczasową zasadność funkcjonowania monopolu i kontroli. Do niedawna usługi elektroenergetyczne były postrzegane podobnie jak drogi i wody, gdzie najskuteczniejszym modelem był monopol naturalny. Wystarczył jeden wystandaryzowany kabel elektryczny, by przyłączyć sieć budynków. Opcje technologiczne były ograniczone do turbin parowych zasilanych węglem lub olejem oraz do wielkich zapór wodnych funkcjonujących na zasadach wykorzystujących ekonomie skali. Przesył był ograniczony do niewielkich odległości, gdyż każda jednostka wytwarzająca prąd obsługiwała własne terytorium działania. Gwałtowny wzrost popytu pozwalał elektrowniom na zarządzanie efektywnymi pod względem kosztu nowymi projektami. Model naturalnym monopolu był opłacalny dla klientów, gdyż wpływał na spadek cen przy równoczesnym zagwarantowaniu niezawodności dostaw, nawet w momencie gwałtownego wzrostu zapotrzebowania na energię elektryczną [5]. Jednakże początek XXI wieku przyniósł radykalne zmiany w krajach wysoko rozwiniętych, np. USA. Model funkcjonowania rynku elektroenergetycznego w USA może mieć również swoje przełożenie na przedsiębiorstwa branżowe działające w Europie.

Skala produkcji energii elektrycznej w USA, produkowanej na bazie węgla i energii jądrowej, dostarczanej do milionów domów gwałtownie się kurczy i przekształca się w model elektrowni słonecznych i wiatrowych, dostarczających mocy do kilku czy kilkuset okolicznych domów. Zapotrzebowanie na energię elektryczną pomału się ustabilizowało, zatem nowe jednostki produkujące energię wiatrową czy słoneczną wypierają duże jednostki produkujące energię z paliw kopalnych. Poza tym nowe technologie, baterie i pojazdy elektryczne dostarczają nowych narzędzi dla energetyki rozproszonej. Smartfony i inteligentne urządzenia dają odbiorcom energii elektrycznej bezprecedensowe możliwości zarządzania zużyciem energii. Nie ma

już zatem dalszych podstaw do ochrony modelu funkcjonowania przedsiębiorstw elektroenergetycznych w formie monopolu w dobie, gdy efektywne technologie umożliwiają w szeroki sposób dystrybucję energii i nowe modele właścicielskie. Rozwój infrastruktury elektroenergetycznej powinien obejmować w szczególności budowę sieci inteligentnych (ang. *smart grids*) wraz z inteligentnym opomiarowaniem, dzięki którym będzie można zarządzać bezpośrednio interakcjami i komunikacją między konsumentami, gospodarstwami domowymi lub przedsiębiorstwami oraz innymi użytkownikami sieci i dostawcami energii.

Poprawa efektywności energetycznej będzie nadal odgrywała kluczową rolę, nie tylko dla zapewnienia zrównoważonego rozwoju, ale również dla wzrostu konkurencyjności polskich przedsiębiorstw elektroenergetycznych. Poprawa efektywności energetycznej będzie również narzędziem przyczyniającym się do redukcji emisji gazów cieplarnianych [15]. Wyzwania, jakie stoją przed polskim sektorem elektroenergetycznym, to zwiększenie sprawności elektrowni opalanych węglem, zwiększenie udziału gazu ziemnego i energii ze źródeł odnawialnych, w tym energii wiatru, biomasy i słońca w produkcji energii elektrycznej oraz zwiększenie udziału skojarzonego wytwarzania energii elektrycznej i ciepła w produkcji energii elektrycznej ogółem, w tym w elektrociepłowniach opalanych gazem ziemnym [20]. Polskie spółki elektroenergetyczne są pod wpływem wielu czynników, zwłaszcza regulacyjnych, technologicznych oraz rynkowych, które wymuszają wzrost innowacyjności w całym łańcuchu wartości. Firmy elektroenergetyczne adaptują się do wymogów otoczenia. Dotychczasowa działalność w segmentach wytwarzania, dystrybucji i sprzedaży ulega mniej lub bardziej radykalnym przekształceniom na skutek wspomnianych trzech zasadniczych czynników. Nakłady finansowe przeznaczane na działalność innowacyjną są konieczne, ale należy zdawać sobie sprawę, że sukces odniosą te przedsiębiorstwa, które będą potrafiły przekształcić innowacyjność z centrum kosztów w centrum zysków. Proces ten można nazwać strategią adaptacji. Aby to osiągnąć, niezbędny jest odpowiedni czas wdrożenia wielu elementów, takich jak: połączenie innowacyjności z celami biznesowymi spółki czy też zaprojektowanie

i wdrożenie modelu operacyjnego innowacji. Innowacja jest kluczem do konkurencyjności, a tempo zmian w technice, technologii i organizacji sprawia, że tylko przedsiębiorstwa zdolne do wprowadzania zmian innowacyjnych mogą utrzymać się na rynku. „Niskie zaawansowanie technologiczne i niska innowacyjność gospodarki owocują również jej relatywnie niską konkurencyjnością” [19].

Bibliografia

1. Adamski D., Dobór obowiązków regulacyjnych na rynkach hurtowych [w:] Regulacja rynków telekomunikacyjnych, S. Piątek (red.), Warszawa 2007, s. 238.
2. Chochowski A., Krawiec F., Zarządzanie w energetyce, Difin, Warszawa 2008, s. 19.
3. Distributed generation [online], www.revolv.com.
4. Dyląg A., Krótka historia energii elektrycznej [online], <http://www.annadylag.pl/krotka-historia-energii-elektrycznej/>.
5. Farrell J., Electricity's Un-Natural Monopoly [online], <https://ilsr.org/electricitys-unnatural-monopoly/>.
6. Fox-Penner P., Smart Power: Climate Change, the Smart Grid, and the Future of Electric Utilities, Island Press; 1 edition, 2010.
7. Godalming: Electricity [online], <http://www.exploringsurreyspast.org.uk>
8. Horbaczewski S., Nowak J., Sobieraj K., Dlaczego polskiej energetyce potrzebna jest giełda energii elektrycznej? [online], www.cire.pl.
9. Krawiec F., Ewolucja planowania rozwoju elektroenergetyki w ramach deregulacji, *Zeszyty Naukowe* 1998, vol. 6, s. 8.
10. Krawiec F., Konkurencyjność w sektorze elektroenergetycznym, Difin 2016.
11. Le retour de l'Etat régulateur, *Le Monde*, 5.07.2010.
12. Logistyka dla energetyki [online], www.spedycje.pl
13. Pearl Street Station, Engineering and Technology History Wiki.
14. Polska energetyka – historia [online], www.agroenergetyka.pl.
15. Raport 2015 KSE, www.pse.pl.
16. Raport WEO 2016 [online], www.worldenergyoutlook.org/publications/weo-2016/; Sektor energetyczny w Polsce, PAIiZ, www.paiz.gov.pl.
17. Sikorski T., Ziaja E., Generacja rozproszona na tle obecnej struktury energetyki krajowej, *Energetyka* 2008, nr 12, s. 811.
18. URE, www.ure.gov.pl.
19. Wysokińska Z., Konkurencyjność w międzynarodowym i globalnym handlu technologiami, Warszawa – Łódź, 2001, s. 7.
20. Zaporowski B., Efektywność energetyczna i ekonomiczna gazowych oraz gazowo-parowych elektrociepłowni opalanych gazem ziemnym, *Acta Energetica* 2016, nr 1/26, s. 152–157.
21. 7 pokus polskiej energetyki 2016, PwC, maj 2016; dane z raportów poszczególnych firm energetycznych.
22. Tchórzewski K., Koncepcja Klastry Energii w ramach Programu Operacyjnego Infrastruktura i Środowisko 2014–2020, Ministerstwo Energii, 16.12.2016.

This is a supporting translation of the original text published in this issue of "Acta Energetica" on pages 16–21. When referring to the article please refer to the original text.

PL

Piotr F. Borowski

dr inż.

Szkoła Główna Gospodarstwa Wiejskiego w Warszawie

e-mail: pborowski@autoraf.pl

Magister inżynier Wydziału Mechanicznego Energetyki i Lotnictwa – Politechnika Warszawska oraz doktor Szkoły Głównej Handlowej, adiunkt na Wydziale Inżynierii Produkcji SGGW, członek Rady Wydziału (2008–2012 i 2012–2016) oraz wydziałowych komisji ds. jakości kształcenia, ds. nauki oraz ds. dydaktyki. Członek Rektorskiej Komisji ds. Jakości Kształcenia (2016–2020). Wielokrotny stypendysta Programu LLP Erasmus, w ramach którego prowadził wykłady na uniwersytetach we Francji, Irlandii, Turcji, Portugalii i Włoszech. Członek International Soil and Tillage Research Organization, organizator i uczestnik wielu międzynarodowych konferencji naukowych, m.in. w Turcji (2008, 2009, 2014), Ukrainie (2008, 2010), Egipcie (2011, 2013) Dubaju (2012, 2014), Grecji (2013). Specjalista z zakresu biopaliw transportowych, redukcji emisji CO₂. Autor wielu artykułów z zakresu OZE, strategii adaptacji w sektorze elektroenergetycznym. Współautor monografii związanych z biopaliwami. Były redaktor naczelny dwumiesięcznika *Zarządzanie i Edukacja*.