

Electricity Supplier Switching Process in Poland – a Process Based on the General Distribution Agreement

Author

Rafał Łangowski

Keywords

general distribution agreements, switching process, electricity market, third party access, TPA

Abstract

Poland, as a Member State of the European Union, is committed to respect the common rules on the electricity market, among other things. One of the most important examples of these regulations is the perception of energy as a commodity subject to competitive market mechanisms. Competitive processes introduced in the national electricity market enable energy consumers, i.a., choice of electricity supplier under the TPA formula. This key right of consumers, embedded in the domestic electricity market for more than nine years, remains controversial and causes a lot of discussion. In this paper market conditions substantially influencing the switch of the electricity supplier in Poland have been presented. The electricity supplier switching process based on the general distribution agreement (GDA) has been discussed in detail. During the presentation, reference was made to all relevant regulations applicable to the issues raised, with particular emphasis on the provisions of the Distribution Grid Code (DGC) and the GDA template.

DOI: 10.12736/issn.2300-3022.2017104

Received: 30.01.2017

Accepted: 27.03.2017

Available online: 30.03.2017

1. Introduction

The electricity market in Poland can be defined as follows: "Electricity market is a collection of mechanisms, relationships, processes between entities involved in the generation of electricity (energy producers) and its consumers with the participation of intermediaries, enabling meeting the needs of electricity consumers in the market economy" [1].

In the structure of electricity market two levels can be distinguished: wholesale and retail [2]. The first involves energy producers and wholesale buyers. The second, often called the retail market, is a field where suppliers (energy producers, sellers) of energy offer the sale of energy to consumers, competing among themselves with the price, terms of sale and additional services. Consumers purchasing energy in the retail market, called the retail market participants (RMP), contract electricity sale agreements (ESA) or complex agreements (CA) with suppliers. In the sequel using the electricity by consumers in the retail market is considered, so they can be interchangeably called RMPs.

The electricity suppliers and its distributors are primarily the entities enable the electricity needs of consumers [1]. The first group is essentially composed of energy companies holding electricity/energy trading licenses (ET), whose activity is primarily related to the sale of energy to consumers. The second group consists of energy companies with electricity/energy distribution licenses (ED), providing the transport (distribution) of energy. It should be

added that the concept of electricity distributor in this paper is understood both as the distribution system operators (DSOs) and energy companies with an ED license, which are not yet established as operators on their networks.

Two key features of the electricity market result from the above: first, electricity is a commodity, and second, its sale is carried out in the context of a competitive market. In other words, starting from 1 July 2007 [3], the electricity market in Poland is a competitive market, which means, i.a., that in principle the consumer can buy energy from any supplier, at the price resulting from the supplier's offer. Therefore, from that date, all consumers were granted the right of free access to the network, and therefore the right to choose an electricity supplier under the TPA formula. These provisions have found their implementation in Polish legislation, among others, in the Energy Law Act (EL) [4]. In contrast, in regard to electricity distribution, consumers use the services of a distributor, whose equipment or systems or networks (in general: plants) are physically connected to its network. Therefore, consumers cannot change the distributor of energy purchased from the selected supplier because the supplier does not physically switch the consumer's plants to another distributor's network [1]. It also results from the fact that in the vast majority in the given area of Poland only one distribution network is available, belonging to the distributor, who operates in this area. Such zoning of Poland leads to a monopolisation of

distribution services. Therefore, in the transport of energy we are dealing with a so-called natural monopoly.

Therefore, the use of electricity by the consumer is associated with the purchase of both energy and distribution services. These activities take place on the basis of agreements concluded by the consumer either, respectively, with the electricity supplier – ESA and with the distributor an electricity distribution agreement (EDA), or only with the electricity supplier on the basis of the CA. The second option, widespread especially among individual consumers (households), is based on the complex service [4]. Therefore, switching the electricity supplier is mainly connected with changing the provisions of the ESA or the CA in the sale part (Fig. 1 [1]).

2. Switch of the electricity supplier

Switch of the electricity supplier is implemented by the distributor at the request of the supplier and the consumer, who have reached an agreement and signed the ESA or the CA, and in itself is reduced to a set of actions defined as a process or procedure of switching the supplier. The electricity supplier switching process, based on DGCs, can be defined as follows: „The electricity supplier switching process is a set of actions initiated on the date of submission by the consumer (or the supplier on behalf of the consumer) and by the supplier of a notification of the ESA or the CA, which as a consequence of the work carried out by the distributor leads to a switch of the supplier by the consumer or in the case of failure to meet the conditions necessary for the implementation of the procedure, to a transfer to the consumer and the supplier chosen by the consumer of information about the interruption of the switching process, together with justification” [1].

Notice that, currently only household consumers may conclude a CA with the chosen supplier, other than one historically associated with the given distributor’s area. At the same time, like other consumers, they can also conclude an ESA with the supplier. Accordingly, there are three basic aspects related to switching the electricity supplier. These include: the TPA principle (third party access); formal requirements, which can consist of: GDA (general distribution agreement) and GDA-C (general distribution agreement for the complex service), distribution agreement relating to balancing services, adjusting the metering and billing system (MBS) installed in the consumer’s plant to the requirements of the distributor, etc.; and the rules of settlements resulting from agreements concluded by the consumer with the supplier and the distributor. A detailed description can be found in [1].

Moreover, the existing legal documents, governing this issue, have a key influence on switching the electricity supplier. Both national and EU regulations are mentioned legal documents and they are named the legal environment in this paper. One of such document is the Directive 2009/72/EC [5], which replaced the previous directive [3]. It includes, among other things, key provisions related to switching the electricity supplier (Article 3). These provisions have been transposed into Polish legislation through their implementation in the Energy Law Act [4], respectively in Article 4, Section 2 and in Article 4j, Section 6. The most important of these include, among others, in principle: ensuring of all consumers with the right to purchase electricity

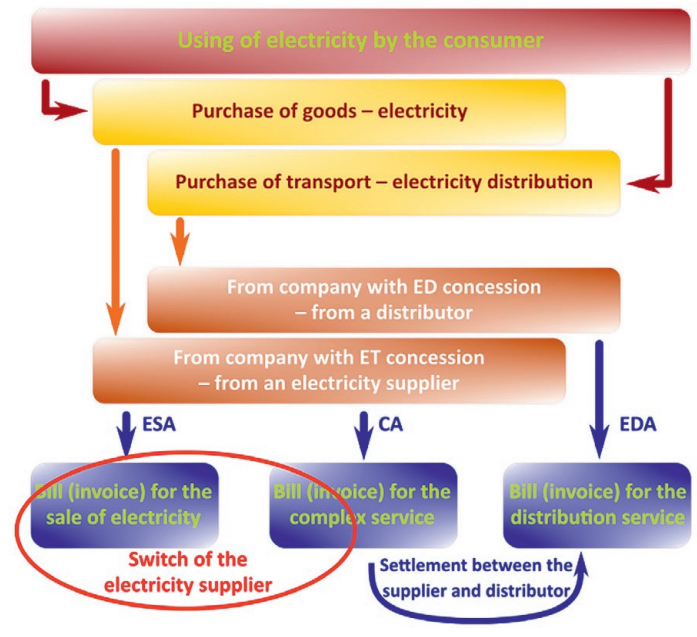


Fig. 1. Rules of using the electricity by consumers

from their chosen supplier and the three-week deadline for the implementation of the electricity supplier switching process for the distributor. Obviously, the EL contains many more provisions having both direct and indirect effect on switching the supplier, details can be found in [1]. Indirect effect is understood as provisions resulting from the documents determined by the EL. These primarily include: the Regulation [6], the Transmission Grid Code (TGC) and the DGCs. They have been presented, adequately to the subject matter, in [1]. Due to the direct impact on the process of switching the supplier, only the provisions of the DGC will be closer investigated in this paper. In general, the DGC of the given DSO is a set of guidelines and requirements to be followed by all users of the distribution system (suppliers, consumers, etc.) functioning in the area of the given DSO. Practically all current DGCs consist of two parts, i.e.: the so-called “general part” as well as “system balancing and congestion management”. The second part is more important from the point of view of this paper. The general provisions influencing on the electricity supplier switching process there are in this part, among other things. They are presented in detail in [1]. Moreover, the DGC contains detailed provisions directly affecting the electricity supplier switching process. The rules of concluding the EDAs between DSO and RMPs; the electricity supplier switching procedure and rules for providing information and customer service; as well as the notification procedure for the ESA and the CA concluded, are come under them. These provisions are detailed in section 3 with a presentation of the electricity supplier switching process. It should be added that the cited provisions are derived from [7], although it is worth noting that the same provisions can be found in DGCs of other, larger DSOs (according to [8], this group of DSOs includes: Enea Operator sp. z o.o., Energa-Operator SA, PGE Dystrybucja SA, innogy Stoen Operator sp. z o.o. and TAURON Dystrybucja SA).

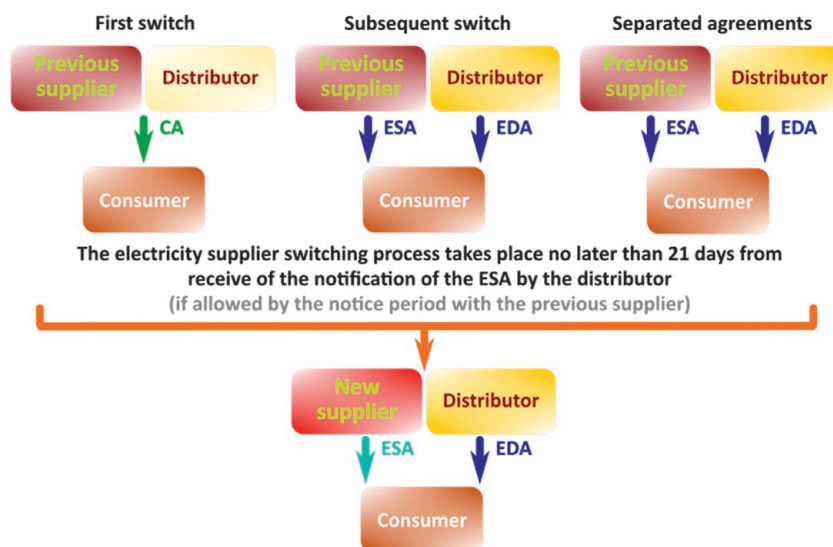


Fig. 2. Electricity supplier switching process based on the GDA – Initial conditions

The last documents, which have a significant impact on switching the energy supplier are the already mentioned GDA and GDA-C. The need to conclude general distribution agreements stems directly from the DGCs. These agreements primarily regulate the conditions of mutual cooperation between the supplier and the distributor, and define the rights and obligations of the parties. Thus, for the ESA to come into force, it is necessary to conclude the GDA, and similarly in the case of CA - the GDA-C. In the sequel the electricity supplier switching process based on the GDA (selection of the supplier based on the ESA) will be presented, therefore, the subject of the GDA-C will not be continued. As a rule, GDAs are concluded on the basis of freedom of contract. Hence, the final shape of particular provisions is the result of negotiations between the supplier and the distributor. At the same time, in order to facilitate this process, a recommendation of the President of the Energy Regulatory Office was published in December 2009 to use the GDA template developed jointly by the Polish Power Transmission and Distribution Association (PPTDA) and the Association of Energy Trading (AET). In its intention, the template is primarily intended to provide transparent and uniform rules of cooperation between the suppliers and distributors on the electricity market and unify the content of these agreements. It is very important advantage is the fact that it is the result of common work of both environments. Hence, the template developed is at least a good basis for the starting of negotiations between the parties interested in the conclusion of the GDA and the universality of its use is confirmed by the information contained in [8]. Hence, the GDA template will be invoked when referring to the provisions of the GDA in the further part of this paper.

3. Electricity supplier switching process based on the GDA

The electricity supplier switching process presented in this section is based on the DGCs of the largest DSOs and on the GDA

template. Therefore, it can be pointed out that this process has been generalised, and in practice the differences between the distributors should be taken into account, in particular distributors not belong to the mentioned group [1]. Moreover, the presented procedure is the process currently in force. It is worth to add that the current DGCs already contain appendixes that remodel the process. This will happen upon the implementation of the Central Information Exchange System (CIES) based on the international eblX standard [9]. Work connected with the CIES is carried out under the auspices of the PPTDA, however, it is difficult to indicate the date of its implementation. And it seems that such implementation would be very desirable, since it would constitute a standardisation of both the process itself and the post-process customer service. These crucial issues, going beyond the scope of this paper, has been partially addressed in [1]. It is worth noting that the analysis of the provisions of the mentioned appendixes indicates that there will be only modification of the switching process.

A typical starting point for the process of switching the supplier can be either the first, or subsequent switch, or possession by the consumer of separated agreements (separate agreements for the electricity sale and its distribution) without switching the supplier. This situation is illustrated in Fig. 2. Notice that, for the first switch of supplier the distributor is marked by a lighter shade in Fig. 2. It is because the distributor is not a party to the CA concluded between the supplier and the consumer. It is worth to add that the EDA concluded before switching the supplier may also be valid after the switch of the supplier. In other words, a rule might apply in the given distributor's area that switching the supplier does not require a change of the EDA. It is a common practice, although we can also find cases where the distributor, implementing the electricity supplier switching process, requires the conclusion of a new or updating the existing EDA.

The electricity supplier switching process based on the GDA can be divided into nine stages:

Step 1. Conclusion of the ESA by the consumer with the new (chosen) supplier

The ESA with the new supplier should be concluded before the termination of the ESA or CA with the previous supplier. Moreover, it should come into force on the day following the expiry of the current ESA or CA. On one hand, it ensures the continuation of sale. On the other hand it prevents the situation of dual contracts, and consequently, double invoicing. It is a good idea for the consumer to grant a power of attorney to the new supplier to carry out the switch of supplier on its behalf, at least in terms of notification of the distributor about the conclusion of the ESA. It should be added that according to the DGC, the supplier is required to obtain a power of attorney from the consumer at least in this respect. However, both the GDA template and GDA models applicable in the areas covered by given DSOs in majority reject this obligation. Thus, the consumer is able to independently participate in the process of switching the supplier, whereas this possibility is used (in full range) extremely rarely by consumers. Additionally, the consumer has to provide the new supplier with data and documents necessary for carrying out the switch of supplier. The details of these data and documents are determined by the distributor, and can contain, for example: the number of electricity consumption point (ECP), the number of measuring device, the customer data, etc. Notice that, the range of these data may be differenced, especially with regard to the ECP. It is due to mentioned lack of standardisation of the switching process in the areas of given distributors. The consumer should also be aware that a positive realisation of the process of switching the supplier may require adjustment of the MBS installed in its plant to the requirements of the DGC, and that this adjustment may take place at their expense. This issue will be discussed in step 6.

Step 2. Termination of the ESA or CA with the current supplier

Commonly, this step is carried out on behalf of the consumer by the chosen supplier. It is obvious that it requires granting a relevant power of attorney to the new supplier by the consumer. It is worth to mention that in the opinion of a number of lawyers experienced in the energy market, failure by the current supplier to provide information to the new supplier, for example, regarding the notice period for the ESA or the CA binding the supplier with the consumer, who has concluded an agreement with a new supplier, may be perceived as an act of unfair competition.

Step 3. Notification of the distributor about the ESA concluded

This step includes notification of the distributor about the conclusion of the ESA and the planned date of commencement of sale, both by the new supplier and the consumer. The notification has to be submitted no later than 21 days before the scheduled date of come into force of the ESA (in accordance with the three-week period mentioned in section 2). In most cases, the consumer grants a power of attorney to the chosen supplier for this activity, therefore, this step is carried out comprehensively by the new supplier. The notification submitted must conform

to the standards both: in terms of its format (mandatory notice template) with the accompanying documents, the deadline (e.g. time frames in dedicated information exchange platforms [IEP]), and the method of notifications (IEP or in writing), adopted by the distributor. Therefore, hypothetically the given supplier who carries out activity throughout the country may have to deal with 186 different standards of notification about the ESA concluded, because that's how many ED licenses are currently issued [10].

Step 4. Verification of the notification by the distributor

The notification is verified in the course of five working days by the distributor. Next, the verification result is delivered to the entity/entities who submitted it. It can be either positive or negative, or the distributor points out shortcomings or formal errors that require correction. It should be noted that only one of the largest DSOs clearly indicates in its DGC that formal mistakes will not cause negative verification and the supplier will be able to correct them. Other DGCs have no such division. Hence, potentially any error made in the notification, for example, by the supplier, may result in a negative verification. This is one of many imprecise provisions in the Polish legislation related to switching the supplier. Other examples can be found in [1]. If a distributor indicates shortcomings or formal errors, the entity that submitted the notification has five working days to correct them. If such a correct does not occur, the notification will be rejected. In the case of a rejection, the distributor is obligated to indicate all the reasons for that decision. The word „all” is essential here. It is to prevent situations where, for example, the notification submitted has two errors that cause its rejection, and the distributor indicates only one of them. After its correction, the new notification is also rejected, this time because of the other error, not indicated earlier. Such behaviour by the distributor causes unwarranted delay in the switch of the supplier. This is because the consequence of a rejection of the notification is an interruption of the electricity supplier switching process by the distributor. Interrupting the process requires following notice, which may translates into a delay in the realisation of energy sale to the consumer by the new supplier. However, if the notification meets all the standards set by the distributor, all the necessary documents have been attached and the other conditions are met, in particular concerning the EDA and adjusting the MBS to the requirements of the DGC, the distributor approves the notification.

Step 5. Signing the EDA

The electricity consumer has to conclude the EDA with the distributor (beside the ESA) in case termination the CA (typically the first switch of supplier) with previous supplier. Similarly as in steps 2 and 3, this action can be performed by the new supplier on behalf of the consumer, based on the appropriate power of attorney. Notice that, in principle the consumer should have the EDA on the date of notification of the ESA. It is possible to submit the notification of ESA otherwise, but in condition that attaching a consumer declaration of intent (typically conforming to template published by the distributor) containing the consumer permission to conclude the EDA on its behalf. Moreover, in such

case, it is necessary to grant a power of attorney to the new supplier to conclude the EDA by the consumer. If the supplier will not have the power of attorney to conclude the EDA and declaration of intent will not be submitted, and the consumer has not concluded the EDA, then the notification will be rejected and the switch of the supplier will not be realised. It is worth to add that the conclusion of the EDA on the basis of the consumer's declaration of intent is based on: the current EDA template in the area of given distributor, the conditions of the distributor's tariff and DGC as well as the technical conditions, tariff group and billing period of the previous agreement between the consumer and the distributor. Hence, if the consumer chooses the approach to conclude the EDA based on a declaration of intent, the change of, for example, value of contractual capacity, tariff group, etc. will not be possible, along with the switch of the supplier. An important advantage of this approach is that the consumer can allow full realisation of the electricity supplier switching process by the chosen supplier, as well as the independence from the distributor's deadlines related to the conclusion of the EDA. Clearly, the distributor delivers the initialled EDA to the consumer (at the consumer's request) in the course 7 days from the date of application in case of consumers in households, and within 21 days for the others. It causes that the real term of the switching process significantly increases in compare with statutory 21 days. This issue is discussed in detail in [1]. On the other hand, its disadvantage is the lack of possibility of making changes in the EDA at the stage of switching the supplier.

Step 6. Adjusting the MBS to the requirements of the Distribution Grid Code

The owner of the MBS has to adjust its to the requirements contained in DGC. According to current conditions, the issue of ownership of the MBS is associated with the connection groups defined, for example, in [6]. These groups can be linked to tariff groups, which leads to the following observation: in A and B tariff groups the consumer owns the MBS, while in C and G groups the distributor owns the MBS. This issue is presented in detail in [1]. Therefore, the consumers running small and medium businesses (typically C tariff groups) may switch the supplier without the fear of additional costs associated with adapting the MBS. Depending on the distributor, lack of adjustment of the MBS by the consumer to the requirements of the DGC as of the date of verification of the notification of ESA results either negative or positive outcome, with the proviso that the MBS must be adapted by the date of switching the supplier. If this condition is not met, the process is interrupted by the distributor.

Step 7. Configuration of the so-called balancing place (BP) by the distributor

In general, this is a technical step, in which the distributor assigns the given ECP (for which the notification was finally approved) to the appropriate entity responsible for commercial balancing (ERB).

Step 8. Readout of MBS indications

Readout of MBS indications is performed by the distributor up to 5 days in advance or delayed with respect to the date of switching the supplier. For consumers whose plants are connected to networks with voltage up to 1 kV, the distributor may determine the MBS indications based on the readout as of the date of switching the supplier, forwarded no later than one day after switching the supplier by the consumer and verified by the distributor. And if this is not possible, determining the MBS indication may be based on estimates based on the last MBS readout, but not older than three months, taking into consideration the standard consumption profile assigned, or average daily electricity consumption in the last billing period of distribution services for which the distributor has the indication read.

Step 9. Completion of the electricity supplier switching process

This step completes the electricity supplier switching process. During the step, the distributor transfers information about the implementation of the ESA to the consumer and the new supplier. This results in the start of the sale of energy to the consumer by the chosen supplier.

As mentioned, the electricity supplier switching process may differ in the areas managed by particular DSOs. However, the above steps always take place, although not always in that order or number (for example, certain steps can be grouped by the distributor).

4. Summary

In this paper the electricity supplier switching process based on the general distribution agreement (GDA) has been presented in detail. All important regulations applicable to the issues, especially the provisions of the Distribution Grid Codes and the GDA template have been delivered. Ambiguities or shortcomings in the regulations, indicated in several places, and the lack of standardisation of the process of switching the supplier shows that despite the passage of more than nine years since the introduction of competitive market mechanisms, this subject is still extremely relevant.

REFERENCES

1. R. Łangowski, "Zmiana sprzedawcy energii elektrycznej – uwarunkowania rynkowe w Polsce" [*Electric energy supplier switching process – the energy market regulations in Poland*], "Rynek Energii" [*Energy Market*], No. 3 (124), 2016, pp. 3–12.
2. W. Mielczarski, "Rynki energii elektrycznej. Wybrane aspekty techniczne i ekonomiczne" [*Electricity markets. Selected technical and economic aspects*], Wydawnictwo Agencji Rynku Energii S.A. i Energoprojekt – Consulting S.A. [*Publishing house of the Energy Market Agency and Energoprojekt – Consulting*], 2000.
3. Directive 2003/54/EC of the European Parliament and of the Council of 26 June 2003 concerning common rules for the internal market in electricity and repealing Directive 96/92/EC, OJ L 176 of 15.07.2003.

4. The Act of 10 April 1997 Energy Law, Journal of Laws of 25.09.2012, item 1059, as amended.
 5. Directive 2009/72/EC of the European Parliament and of the Council of 13 July 2009 concerning common rules for the internal market in electricity and repealing Directive 2003/54/EC, OJ L 211 of 14.08.2009.
 6. Regulation of the Minister of Economy of 4 May 2007 on the detailed conditions of the power system operation, Journal of Laws of 29.05.2007, item 623, as amended.
 7. Distribution Grid Code of Energa – Operator SA, approved by the President of ERO under Decision No. DRR-4321-59(6)/ 2013/MKo1 of 16.12.2013, in force since 01.01.2014, as amended.
 8. National Report of the President of the Energy Regulatory Office in Poland 2015, Energy Regulatory Office, April 2016, Warszawa.
 9. Central Information Exchange System [online], <http://www.cswi.ptpiree.pl/o-cswi>.
 10. Database of licensed entities [online], <http://bip.ure.gov.pl/bip/rejstry-i-bazy>.
-

Rafał Łangowski

Gdansk University of Technology

e-mail: rafal.langowski1@pg.gda.pl

Received the M.Sc. and the Ph.D. degrees with Honours in control engineering from the Faculty of Electrical and Control Engineering at the Gdansk University of Technology in 2003 and 2015, respectively. From 2007 to 2014 he held the specialist as well as manager positions at ENERGA, one of the biggest energy company in Poland. Since February 2014 he has been an owner of Viden a business at energy and control areas. He provides theoretical and practical experience, especially in front and back office at energy company and operation of electricity market in Poland. He is proficient with regulations as well as processing of switching process based on third party access and design of back office algorithms. From 2016 to 2017 he was a Senior Lecturer in the Department of Control Systems Engineering at the Gdansk University of Technology. Currently he is an Assistant Professor in the same department. His research interests involve mathematical modelling, estimation and monitoring of large scale complex systems.

This is a supporting translation of the original text published in this issue of "Acta Energetica" on pages 39–44. When referring to the article please refer to the original text.

PL

Zmiana sprzedawcy energii elektrycznej w Polsce – proces bazujący na generalnej umowie dystrybucji

Autor

Rafał Łangowski

Słowa kluczowe

generalne umowy dystrybucji, proces zmiany sprzedawcy energii, rynek energii elektrycznej, zasada TPA

Streszczenie

Polska jako państwo członkowskie Unii Europejskiej zobowiązała się m.in. do przestrzegania wspólnych zasad dotyczących rynku energii elektrycznej. Jednym z istotnych przykładów tych regulacji jest postrzeganie energii jako towaru podlegającego mechanizmom rynku konkurencyjnego. Wprowadzone w krajowej energetyce procesy rynku konkurencyjnego umożliwiają odbiorcom energii m.in. swobodny wybór sprzedawcy energii w formule TPA. To kluczowe prawo odbiorców, zakorzenione w krajowym rynku energii od ponad dziesięciu lat, nadal wzbudza kontrowersje i wywołuje wiele dyskusji. W artykule zostały przedstawione uwarunkowania rynkowe istotnie wpływające na zmianę sprzedawcy energii w Polsce. Szczegółowo przedyskutowany został proces zmiany sprzedawcy bazujący na generalnej umowie dystrybucji – GUD. W trakcie prezentacji odniesiono się do wszystkich istotnych regulacji mających zastosowanie do poruszanych kwestii, ze szczególnym uwzględnieniem zapisów *Instrukcji Ruchu i Rksploatacji Sieci Dystrybucyjnej* (IRiESD) oraz wzorca GUD.

Data wpływu do redakcji: 30.01.2017

Data akceptacji artykułu: 27.03.2017

Data publikacji online: 30.03.2017

1. Wprowadzenie

Rynek energii elektrycznej w Polsce można zdefiniować następująco: „Rynek energii elektrycznej – zbiór mechanizmów, relacji, procesów zachodzących pomiędzy podmiotami zajmującymi się wytwarzaniem energii elektrycznej (wytwórcami energii) a jej odbiorcami z udziałem podmiotów pośredniczących, umożliwiających zaspokajanie potrzeb elektroenergetycznych odbiorców, w warunkach gospodarki rynkowej” [1].

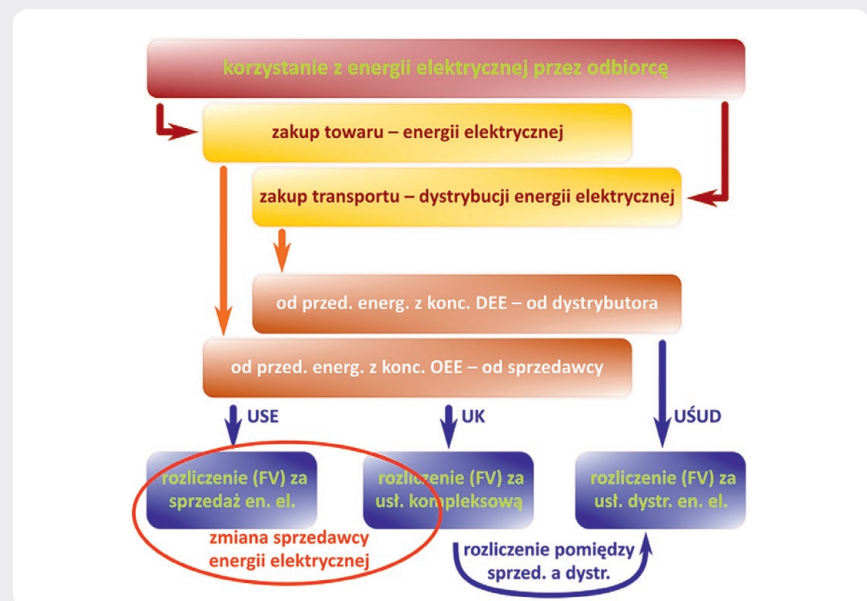
Struktura rynku energii elektrycznej obejmuje dwa poziomy: hurtowy i detaliczny [2]. W pierwszym z nich uczestniczą wytwórcy energii i nabywcy hurtowi. Drugi, zwany często rynkiem detalicznym, to miejsce, gdzie dostawcy (wytwórcy, sprzedawcy) energii oferują odbiorcom sprzedaż energii, konkurując ze sobą ceną, warunkami sprzedaży oraz usługami dodatkowymi. Odbiorcy dokonujący zakupu energii na rynku detalicznym, zwani uczestnikami rynku detalicznego (URD), zawierają ze sprzedawcami umowy sprzedaży energii elektrycznej (USE) lub umowy kompleksowe (UK). W dalszej części artykułu rozważane jest korzystanie z energii elektrycznej przez odbiorców na rynku detalicznym, więc zamiennie mogą być oni nazywani URD.

Podmiotami umożliwiającymi zaspokajanie elektroenergetycznych potrzeb odbiorców są przede wszystkim sprzedawcy energii oraz jej dystrybutorzy [1]. Pierwsza grupa to zasadniczo przedsiębiorstwa energetyczne posiadające koncesję na obrót energią elektryczną (OEE), których działalność wiąże się przede wszystkim ze sprzedażą energii odbiorcom. Drugą stanowią przedsiębiorstwa energetyczne posiadające koncesję na dystrybucję energii elektrycznej (DEE), świadczące usługę transportu (dystrybucji) energii. Należy dodać, iż pod pojęciem dystrybutora

energii w niniejszej publikacji rozumiani są zarówno operatorzy systemu dystrybucyjnego (OSD), jak i przedsiębiorstwa energetyczne posiadające koncesję DEE, które nie ustanowiły jeszcze operatorstwa na swoich sieciach.

Z powyższego wynikają dwie kluczowe cechy rynku energii: po pierwsze energia elektryczna jest towarem i po drugie jej sprzedaż odbywa się w ramach rynku konkurencyjnego. Innymi słowy, począwszy od 1 lipca 2007 roku [3] rynek energii elektrycznej w Polsce jest rynkiem konkurencyjnym, co oznacza m.in., że co do zasady odbiorca może kupić energię od dowolnego jej sprzedawcy, po

cenie wynikającej z jego oferty. Zatem, począwszy od tej daty, wszyscy odbiorcy uzyskali prawo swobodnego dostępu do sieci, a więc prawo wyboru sprzedawcy energii elektrycznej w formule TPA. Zapisy te znalazły swoją implementację w polskim prawodawstwie m.in. w ustawie *Prawo energetyczne* (PE) [4]. Natomiast w zakresie dystrybucji energii odbiorca korzysta z usług dystrybutora, do którego sieci fizycznie przyłączone są jego urządzenia lub instalacje lub sieci (popularnie nazywane obiektami). Wobec tego odbiorca nie ma możliwości zmiany dystrybutora zakupionej od wybranego sprzedawcy energii, gdyż zmiana sprzedawcy nie powoduje



Rys. 1. Zasady korzystania z energii elektrycznej przez odbiorców

This is a supporting translation of the original text published in this issue of "Acta Energetica" on pages 39–44. When referring to the article please refer to the original text.

PL

fizycznego przełączenia obiektu odbiorcy do sieci innego dystrybutora [1]. Wynika to również z faktu, że w przeważającej większości na danym obszarze Polski dostępnym jest jeden majątek sieciowy należący do dystrybutora, który w ramach tego obszaru prowadzi swoją działalność. Taka rejonizacja Polski prowadzi do monopolizacji usług dystrybucji. Zatem w zakresie transportu energii mamy do czynienia z tzw. monopolem naturalnym. Wobec powyższego korzystanie przez odbiorcę z energii elektrycznej wiąże się z zakupem zarówno energii, jak i usługi dystrybucji. Czynności te odbywają się na podstawie zawartych przez odbiorcę umowy albo odpowiednio ze sprzedawcą energii – USE oraz z dystrybutorem – umowa o świadczenie usług dystrybucji energii (UŚUD), albo tylko ze sprzedawcą energii na podstawie UK. Druga z możliwości, szeroko rozpowszechniona szczególnie wśród odbiorców indywidualnych, bazuje na usłudze kompleksowej [4]. Zatem zmiana sprzedawcy energii związana jest przede wszystkim ze zmianą postanowień USE lub UK w części sprzedażowej (rys. 1 [1]).

2. Zmiana sprzedawcy energii elektrycznej

Zmiana sprzedawcy dokonywana jest przez dystrybutora na wniosek sprzedawcy i odbiorcy, którzy porozumeli się i zawarli USE lub UK, a sama w sobie sprowadza się do zbioru działań określanych jako proces lub procedura zmiany sprzedawcy. W oparciu o informacje dotyczące procedury zmiany sprzedawcy zawarte w IRIESD OSD proces zmiany sprzedawcy można zdefiniować następująco: „Proces zmiany sprzedawcy energii elektrycznej – jest to zbiór działań zapoczątkowany w dniu złożenia przez odbiorcę (lub sprzedawcę w imieniu odbiorcy) oraz sprzedawcę zgłoszenia (powiadomienia o zawarciu) USE lub UK, który w konsekwencji podjętych przez dystrybutora prac doprowadza do zmiany sprzedawcy przez odbiorcę lub w przypadku niespełnienia warunków koniecznych do realizacji procedury, do przekazania odbiorcy oraz wybranemu przez niego sprzedawcy informacji o przerwaniu procesu zmiany sprzedawcy wraz z podaniem przyczyn” [1].

Należy zauważyć, że z punktu widzenia zmiany sprzedawcy energii aktualnie tylko odbiorcy w gospodarstwach domowych mogą zawrzeć UK z wybranym sprzedawcą, innym niż historycznie związanym z obszarem danego dystrybutora. Przy czym mogą oni również, podobnie jak pozostali odbiorcy, zawrzeć ze sprzedawcą USE. Wobec powyższego można wskazać trzy podstawowe aspekty związane ze zmianą sprzedawcy energii elektrycznej. Należą do nich: zasada TPA (ang. *Third Party Access*); wymagania formalne, do których można zaliczyć m.in.: GUD (generalna umowa dystrybucji) i GUD-K (generalna umowa dystrybucji dla usługi kompleksowej), umowę o świadczenie usług dystrybucji w zakresie bilansowania handlowego, dostosowanie układu pomiarowo-rozliczeniowego (UP-R) zainstalowanego w obiekcie odbiorcy do wymagań

dystrybutora, itp.; oraz zasady rozliczeń wynikające z umów zawartych przez odbiorcę ze sprzedawcą i dystrybutorem. Szczegółowy opis można znaleźć w [1]. Ponadto kluczowy wpływ na zmianę sprzedawcy energii mają regulujące to zagadnienie, obowiązujące dokumenty prawne. Ogół najbardziej istotnych z tych dokumentów, nazywany w niniejszej publikacji otoczeniem prawnym, obejmuje zarówno regulacje krajowe, jak i unijne. Jednym z takich dokumentów jest *Dyrektywa 2009/72/WE* [5], która zastąpiła wcześniejszą dyrektywę [3]. Zawarto w niej m.in., kluczowe zapisy odnoszące się do zmiany sprzedawcy energii (art. 3). Zapisy te zostały przeniesione na grunt polskiego prawodawstwa poprzez ich implementację w ustawie *Prawo energetyczne* [4], odpowiednio w art. 4, ust. 2 oraz w art. 4j, ust. 6. Do najważniejszych z nich należą m.in., co do zasady: zapewnienie wszystkim odbiorcom prawa do zakupu energii elektrycznej od wybranego przez nich sprzedawcy oraz wskazany dystrybutorowi trzytygodniowy termin na realizację procesu zmiany sprzedawcy. Naturalnie w PE zawarto wiele dalszych zapisów mających zarówno bezpośredni, jak i pośredni wpływ na zmianę sprzedawcy, szczegóły można znaleźć w [1]. Poprzez pośredni wpływ rozumiane są regulacje wynikające z dokumentów determinowanych przez PE. Należą do nich przede wszystkim: rozporządzenie [6], *Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej* (IRIESP) oraz IRIESD. Zostały one, w adekwatny sposób w stosunku do podjętej tematyki, przedstawione w [1]. W niniejszym artykule, ze względu na bezpośredni wpływ na kształtowanie przebiegu procesu zmiany sprzedawcy, jedynie zapisy IRIESD zostaną bliżej prześledzone. Ogólnie rzecz biorąc, IRIESD danego OSD stanowi zbiór wytycznych i wymagań, do których przestrzegania są zobligowani wszyscy użytkownicy systemu dystrybucyjnego (sprzedawcy, odbiorcy itd.), którzy funkcjonują na obszarze danego OSD. Praktycznie wszystkie obecnie obowiązujące IRIESD składają się z dwóch części, tj.: z tzw. części ogólnej oraz bilansowania systemu dystrybucyjnego i zarządzania ograniczeniami systemowymi. Z punktu widzenia rozważań przedstawionych w artykule większe znaczenie ma druga z wymienionych. W tej części znajdują się m.in. ogólne zapisy wpływające na zmianę sprzedawcy. Zostały one przedstawione wraz z obszernym komentarzem w [1]. Ponadto w IRIESD zawarto szczegółowe przepisy bezpośrednio kształtujące przebieg procesu zmiany sprzedawcy. Należą do nich: zasady zawierania UŚUD z URD; procedura zmiany sprzedawcy oraz zasady udzielania informacji i obsługi odbiorców; oraz procedura powiadamiania o zawartych USE oraz UK. Regulacje te zostały szczegółowo przedstawione w sekcji 3 wraz z prezentacją procesu zmiany sprzedawcy. Należy dodać, że przywoływane zapisy pochodzą z [7], przy czym warto podkreślić, iż bliźniacze regulacje można znaleźć w IRIESD pozostałych, największych OSD (zgodnie z [8] do grupy tej zaliczani są OSD: Enea Operator sp. z o.o.,

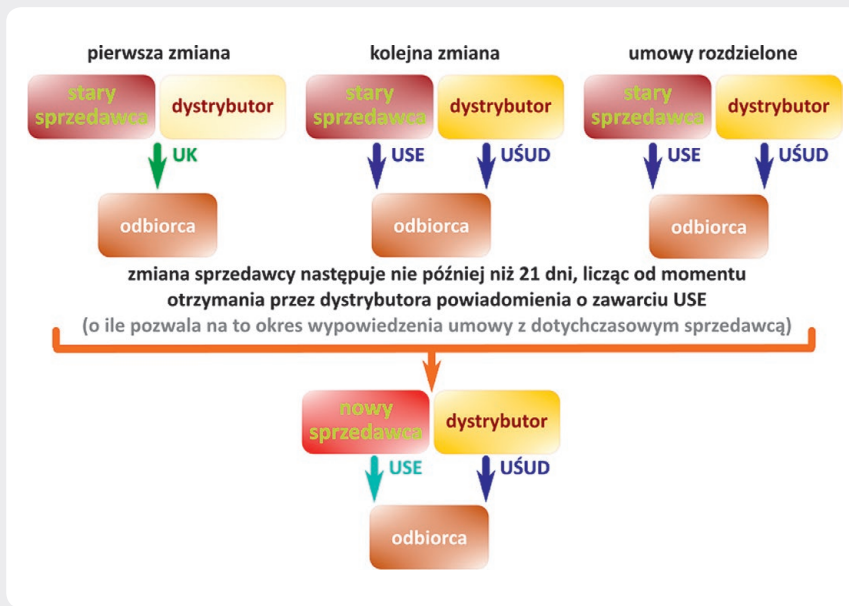
Energa-Operator SA, PGE Dystrybucja SA, innogy Stoen Operator sp. z o.o. i TAURON Dystrybucja SA). Ostatnimi dokumentami, które istotnie wpływają na zmianę sprzedawcy energii, są już wspomniane GUD i GUD-K. Konieczność zawarcia generalnych umów dystrybucji wynika bezpośrednio z zapisów IRIESD. Regulują one przede wszystkim warunki wzajemnej współpracy pomiędzy sprzedawcą a dystrybutorem oraz określają prawa i obowiązki stron. Zatem, aby zawarte USE mogły wejść w życie, niezbędne jest zawarcie GUD i analogicznie w przypadku UK zawarcie GUD-K. W dalszej części niniejszej publikacji przedstawiony zostanie proces zmiany sprzedawcy energii bazujący na GUD (wybór sprzedawcy w oparciu o USE), zatem tematyka GUD-K nie będzie dalej podejmowana. Co do zasady GUD zawierane są w oparciu o swobodę zawierania umów. Zatem ostateczny kształt poszczególnych zapisów jest wynikiem negocjacji pomiędzy sprzedawcą i dystrybutorem. Przy czym, w celu usprawnienia tego procesu, w grudniu 2009 roku pojawiła się rekomendacja prezesa Urzędu Regulacji Energetyki do stosowania, opracowanego wspólnie przez Polskie Towarzystwo Przesyłu i Rozdziału Energii Elektrycznej (PTPiREE) oraz Towarzystwo Obrotu Energią (TOE), wzorca GUD. W swoim zamyśle wzorzec ten ma zapewniać przede wszystkim przejrzyste i jednolite zasady współpracy sprzedawców i dystrybutorów na rynku energii oraz ujednolicić treści tych umów. Bardzo istotną jego zaletą jest fakt, że jest on wynikiem wspólnych prac obu środowisk. Zatem opracowany wzorzec stanowi co najmniej dobrą bazę do rozpoczęcia negocjacji pomiędzy stronami zainteresowanymi zawarciem GUD, a powszechność jego wykorzystania potwierdzają informacje zawarte w [8]. W związku z tym, powołując się w dalszej części publikacji na zapisy GUD, właśnie wspomniany wzorzec będzie przywoływany.

3. Proces zmiany sprzedawcy bazujący na GUD

Przedstawiony w niniejszej sekcji proces zmiany sprzedawcy energii elektrycznej bazuje na zapisach IRIESD największych OSD oraz wzorcu GUD. W związku z tym można stwierdzić, że omawiany proces został uogólniony i w praktyce należy wziąć pod uwagę różnice występujące pomiędzy dystrybutorami, szczególnie nienależącymi do wspomnianej grupy [1]. Ponadto zaprezentowana procedura jest procesem aktualnie obowiązującym. Warto w tym miejscu podkreślić, że obowiązujące IRIESD zawierają już załączniki, które przemodelują ten proces. Stanie się tak w momencie wdrożenia Centralnego Systemu Wymiany Informacji (CSWI) opartego na międzynarodowym standardzie eBIX [9]. Prace związane z CSWI realizowane są pod patronatem PTPiREE, jednakże trudno wskazać datę jego wdrożenia. A wydaje się, że taka implementacja byłaby bardzo pożądana, gdyż stanowiłaby standaryzację zarówno samego procesu, jak i poprocesowej obsługi odbiorców. Te niezwykle istotne zagadnienia, wykraczające poza ramy niniejszego

This is a supporting translation of the original text published in this issue of "Acta Energetica" on pages 39–44. When referring to the article please refer to the original text.

PL



Rys. 2. Proces zmiany sprzedawcy bazujący na GUD – sytuacja wyjściowa

artykułu, zostały częściowo poruszone w [1]. Warto dodać to, iż analiza zapisów wspomnianych załączników wskazuje, że nie dojdzie do rewolucji w przebiegu procesu, a raczej do jego korekty.

Typową, wyjściową sytuacją dla procesu zmiany sprzedawcy może być albo pierwsza, albo kolejna zmiana, albo posiadanie przez odbiorcę umów rozdzielonych (odrębnych umów na sprzedaż i dystrybucję energii) bez zmiany sprzedawcy. Sytuacja ta została zaprezentowana na rys. 2. Zaznaczenie dystrybutora jaśniejszym odcieniem na rys. 2 w przypadku pierwszej zmiany sprzedawcy wynika z faktu, że nie jest on stroną UK zawartej pomiędzy sprzedawcą a odbiorcą. Warto jeszcze dodać, iż UŚUD zawarta przed zmianą sprzedawcy może również obowiązywać po zmianie sprzedawcy. Innymi słowy, na obszarze danego dystrybutora może obowiązywać zasada, że zmiana sprzedawcy nie wymaga zmiany UŚUD. Jest to praktyka powszechnie stosowana, chociaż można znaleźć również przypadki, gdzie dystrybutor, realizując proces zmiany sprzedawcy, wymaga zawarcia nowej lub aktualizacji dotychczasowej UŚUD. Natomiast sam proces zmiany sprzedawcy bazujący na GUD można podzielić na dziewięć etapów:

Etap I. Zawarcie USE przez odbiorcę z nowym (wybranym) sprzedawcą

USE z nowym sprzedawcą powinna zostać zawarta przed rozwiązaniem USE lub UK z dotychczasowym sprzedawcą. Ponadto powinna ona wejść w życie od następnego dnia po zakończeniu obowiązywania dotychczasowej USE lub UK. Gwarantuje to z jednej strony ciągłość sprzedaży, a z drugiej zapobiega sytuacji obowiązywania podwójnych umów, a w konsekwencji podwójnego fakturowania. Warto, aby odbiorca udzielił nowemu sprzedawcy pełnomocnictwa do przeprowadzenia w jego imieniu procesu zmiany sprzedawcy, przynajmniej w zakresie powiadomienia

dystrybutora o zawarciu USE. Należy dodać, że zgodnie z IRiESD sprzedawca zobowiązany jest do uzyskania pełnomocnictwa od odbiorcy przynajmniej w powyższym zakresie. Jednakże zarówno wzorzec, jak i szablony GUD obowiązujące na obszarach poszczególnych OSD w większości odrzucają ten obowiązek. Zatem odbiorca ma możliwość samodzielnego uczestniczenia w procesie zmiany sprzedawcy, przy czym możliwość ta (w pełnym zakresie) wykorzystywana jest przez odbiorców niezwykle rzadko. Dodatkowo odbiorca musi przekazać nowemu sprzedawcy dane i dokumenty niezbędne do przeprowadzenia procesu zmiany sprzedawcy. Zakres tych danych oraz dokumentów określa dystrybutor, a obejmuje np.: nr PPE, nr licznika, dane odbiorcy itp. Warto dodać, iż ze względu na wspomniany brak standaryzacji procesu zakres tych danych, szczególnie w odniesieniu do danych PPE, może być różny. Odbiorca powinien mieć również świadomość, że pozytywna realizacja procesu zmiany sprzedawcy może wymagać dostosowania UP-R, zainstalowanego w jego obiekcie, do wymagań IRiESD i że dostosowanie to może nastąpić na jego koszt. Zagadnienie to zostanie poruszone dokładniej w etapie VI.

Etap II. Wypowiedzenie USE lub UK dotychczasowemu sprzedawcy

Powszechnie etap ten realizowany jest w imieniu odbiorcy przez wybranego przez niego sprzedawcę. Naturalnie postępowanie takie wymaga udzielenia przez odbiorcę nowemu sprzedawcy stosownego pełnomocnictwa. Warto wspomnieć, że w opinii części prawników związanych z rynkiem energii za czyn nieuczciwej konkurencji może być postrzegane nieudzielenie przez dotychczasowego sprzedawcę nowemu informacji o np. okresie wypowiedzenia USE lub UK wiążącej z nim odbiorcą, który zawarł umowę z nowym sprzedawcą.

Etap III. Powiadomienie dystrybutora o zawarciu USE

Etap ten obejmuje powiadomienie dystrybutora o zawarciu USE oraz o planowanym terminie rozpoczęcia sprzedaży, zarówno przez nowego sprzedawcę, jak i odbiorcę. Powiadomienie musi zostać złożone nie później niż 21 dni przed planowanym terminem wejścia w życie USE (zgodnie ze wspomnianym w sekcji 2 trzytygodniowym okresem). W przeważającej większości przypadków odbiorca udziela wybranemu sprzedawcy upoważnienia do tej czynności, w związku z czym etap ten realizowany jest kompleksowo przez nowego sprzedawcę. Złożone powiadomienie musi odpowiadać standardom zarówno pod względem: formy (obowiązujący szablon powiadomienia) wraz z załączonymi dokumentami, terminu (np. bramki czasowe w dedykowanych platformach wymiany informacji [PWI]), jak i sposobu powiadomienia (PWI lub pisemnie), przyjętym przez danego dystrybutora. W związku tym hipotetycznie dany sprzedawca prowadzący swoją działalność na obszarze całego kraju może mieć do czynienia ze 186 różnymi standardami dotyczącymi powiadomienia o zawarciu USE, gdyż tyle koncesji DEE jest obecnie wydanych [10].

Etap IV. Weryfikacja powiadomienia przez dystrybutora

Dystrybutor w terminie nie dłuższym niż pięć dni roboczych, licząc od dnia otrzymania powiadomienia, dokonuje jego weryfikacji oraz informuje podmiot/y, który/e je przedłożyły o wyniku weryfikacji. Wynik weryfikacji może być albo pozytywny, albo negatywny, albo dystrybutor wskazuje braki lub błędy formalne, które wymagają uzupełnienia. Należy w tym miejscu stwierdzić, że tylko jeden z największych OSD jednoznacznie wskazuje w swojej IRiESD, jakie błędy lub braki formalne nie będą powodowały negatywnej weryfikacji i sprzedawca będzie mógł je uzupełnić. W pozostałych IRiESD brak takiego podziału. Zatem potencjalnie każdy błąd popełniony przez np. sprzedawcę w złożonym powiadomieniu może powodować weryfikację negatywną. To jeden z wielu nieprecyzyjnych zapisów w polskim prawodawstwie związanym ze zmianą sprzedawcy. Inne przykłady można znaleźć w [1]. Jeżeli dystrybutor wskaże błędy lub braki formalne, podmiot, który przedłożył powiadomienie, ma pięć dni roboczych na ich uzupełnienie. Jeżeli takie uzupełnienie nie nastąpi, wówczas powiadomienie zostanie zweryfikowane negatywnie. Dokonując negatywnej weryfikacji, dystrybutor jest zobligowany do wskazania wszystkich powodów takiej decyzji. Niezwykle istotnym jest słowo „wszystkich”. Ma ono zapobiegać sytuacjom, gdy np. w złożonym powiadomieniu są dwa błędy powodujące weryfikację negatywną, a dystrybutor wskaże tylko jeden z nich. Po jego poprawieniu, w nowym powiadomieniu, sprzedawca otrzyma kolejną weryfikację negatywną, tym razem z powodu drugiego, niewskazanego wcześniej błędu. Takie działanie dystrybutora powoduje nieuzasadnione opóźnianie zmiany sprzedawcy. Wynika to z faktu, że konsekwencją

This is a supporting translation of the original text published in this issue of "Acta Energetica" on pages 39–44. When referring to the article please refer to the original text.

PL

negatywnej weryfikacji powiadomienia jest przerwanie przez dystrybutora procesu zmiany sprzedawcy. Przerwanie procesu wymaga kolejnego powiadomienia, co naturalnie przynosi się na opóźnienie w realizacji sprzedaży energii odbiorcy przez wybranego przez niego sprzedawcę. Natomiast jeżeli powiadomienie odpowiada wszystkim standardom określonym przez dystrybutora, zostały dołączone do niego wszystkie niezbędne dokumenty oraz spełnione są pozostałe warunki, w szczególności dotyczące UŚUD oraz dostosowania UP-R do wymagań IRiESD, dystrybutor dokonuje jego pozytywnej weryfikacji.

Etap V. Zawarcie UŚUD

W sytuacji rozwiązania UK z dotychczasowym sprzedawcą (typowo pierwsza zmiana sprzedawcy) odbiorca, oprócz zawarcia USE z nowym sprzedawcą, musi zawrzeć UŚUD z dystrybutorem. Podobnie jak w przypadku etapów II i III czynność tę w imieniu odbiorcy, w oparciu o stosowne pełnomocnictwo, może zrealizować nowy sprzedawca. Należy podkreślić, że co do zasady odbiorca powinien mieć zawartą UŚUD w dniu złożenia powiadomienia o zawartej USE. W przypadku, gdy tak nie jest, dystrybutor dopuszcza złożenie powiadomienia, ale wraz z oświadczeniem woli (typowo zgodnym z publikowanym wzorem przez dystrybutora) obejmującym zgodę odbiorcy na zawarcie w jego imieniu UŚUD. Ponadto w takiej sytuacji niezbędne jest udzielenie przez odbiorcę nowemu sprzedawcy pełnomocnictwa do zawarcia UŚUD. Jeśli sprzedawca nie będzie posiadał pełnomocnictwa do zawarcia UŚUD oraz nie zostanie złożone oświadczenie woli odbiorcy, a odbiorca nie zawarł UŚUD, wówczas powiadomienie będzie skutkowało weryfikacją negatywną i do zmiany sprzedawcy nie dojdzie. Warto zaznaczyć, iż zawarcie UŚUD, na podstawie oświadczenia woli odbiorcy, odbywa się w oparciu o: obowiązujący na obszarze danego dystrybutora szablon UŚUD, warunki taryfy i IRiESD dystrybutora oraz warunki techniczne, grupę taryfową i okres rozliczeniowy dotychczasowej umowy łączącej odbiorcę z dystrybutorem. Innymi słowy, wybranie przez odbiorcę podejścia do zawarcia UŚUD bazującego na oświadczeniu woli uniemożliwia np. zmianę: wartości mocy umownej, grupy taryfowej itp., łącznie ze zmianą sprzedawcy. Niewątpliwą zaletą tego podejścia jest umożliwienie przez odbiorcę pełnej realizacji procesu zmiany sprzedawcy wybranemu sprzedawcy oraz uniezależnienie się od terminów dystrybutora związanych z zawarciem UŚUD. Uszczegóławiając, dystrybutor na wniosek odbiorcy przesyła parafowaną UŚUD w terminie do 7 dni, licząc od dnia złożenia wniosku dla odbiorcy w gospodarstwie domowym, oraz do 21 dni dla pozostałych odbiorców. Powoduje to, że rzeczywisty termin zmiany sprzedawcy z ustawowych 21 dni istotnie się wydłuża. Zagadnienie to szczegółowo zostało przedstawione w [1]. Natomiast jego wadą jest wspomniany brak możliwości dokonywania zmian w UŚUD na etapie zmiany sprzedawcy.

Etap VI. Dostosowanie UP-R do wymagań IRiESD

Obowiązek dostosowania UP-R do wymagań IRiESD spoczywa na jego właścicielu. Zgodnie z obecnymi uwarunkowaniami kwestia własności UP-R związana jest z grupami przyłączeniowymi zdefiniowanymi, np. w [6]. Grupy te można powiązać z grupami taryfowymi, co prowadzi do następującego spostrzeżenia: w grupach taryfowych A i B właścicielem UP-R jest odbiorca, natomiast w grupach C i G dystrybutor. Szczegółowo zagadnienie to zostało przedstawione w [1]. Warto zatem zauważyć, iż odbiorcy prowadzący małe i średnie przedsiębiorstwa (typowo grupy taryfowe C) mogą dokonywać zmiany sprzedawcy, nie obawiając się dodatkowych kosztów związanych z dostosowaniem UP-R. W zależności od dystrybutora brak dostosowania UP-R do wymagań IRiESD przez odbiorcę na dzień weryfikacji powiadomienia o zawartej USE skutkuje albo negatywną, albo pozytywną jego weryfikacją z zastrzeżeniem, iż do dnia zmiany sprzedawcy UP-R musi zostać dostosowany. Jeśli warunek ten nie zostanie spełniony, nastąpi przerwanie procesu przez dystrybutora.

Etap VII. Konfiguracja tzw. miejsca bilansowania (MB) przez dystrybutora

Ogólnie rzecz biorąc, jest to techniczny etap, w którym dystrybutor przyporządkowuje dane PPE (dla którego powiadomienie zostało ostatecznie zweryfikowane pozytywnie) do właściwego podmiotu odpowiedzialnego za bilansowanie handlowe (POB).

Etap VIII. Odczyt wskazań UP-R

Odczyt wskazań UP-R wykonywany jest przez dystrybutora z maksymalnie 5-dniowym wyprzedzeniem lub opóźnieniem w stosunku do daty zmiany sprzedawcy. Dla odbiorców, których obiekty przyłączone są do sieci o napięciu do 1 kV, dystrybutor może ustalić wskazania UP-R w oparciu o przekazany, najpóźniej jeden dzień po zmianie sprzedawcy, przez odbiorcę i zweryfikowany przez dystrybutora odczyt na dzień zmiany sprzedawcy. A jeśli nie ma takiej możliwości, ustalenie wskazania UP-R może nastąpić w oparciu o szacunek bazujący na ostatnim, jednak nie starszym niż trzy miesiące, odczycie UP-R z uwzględnieniem przyznanego standardowego profilu zużycia lub średniodobowego zużycia energii elektrycznej w ostatnim okresie rozliczeniowym usług dystrybucji, za który dystrybutor posiada odczytane wskazanie.

Etap IX. Zakończenie procesu zmiany sprzedawcy

Etap ten kończy proces zmiany sprzedawcy. Następuje w nim przekazanie przez dystrybutora odbiorcy i nowemu sprzedawcy informacji o przyjęciu do realizacji USE. Skutkuje to rozpoczęciem sprzedaży energii odbiorcy przez wybranego przez niego sprzedawcę. Jak wspomniano, przebieg procesu zmiany sprzedawcy może różnić się na obszarach poszczególnych OSD. Jednakże wyżej zaprezentowane etapy zawsze mają miejsce,

choć nie zawsze w tej kolejności lub w tej liczbie (niektóre etapy mogą np. zostać zgrupowane przez dystrybutora).

4. Podsumowanie

W artykule szczegółowo przedyskutowany został proces zmiany sprzedawcy bazujący na generalnej umowie dystrybucji – GUD. Odniesiono się do wszystkich istotnych regulacji mających zastosowanie do poruszanych kwestii, ze szczególnym uwzględnieniem zapisów IRiESD oraz wzorca GUD. Wskazano w kilku miejscach niejednoznaczności lub braki w regulacjach, a przede wszystkim brak standaryzacji procesu zmiany sprzedawcy pokazując, iż pomimo upływu ponad dziesięciu lat od momentu wprowadzenia mechanizmów rynku konkurencyjnego, podjęta tematyka jest wciąż niezwykle aktualna.

Bibliografia

1. Łangowski R., Zmiana sprzedawcy energii elektrycznej – uwarunkowania rynkowe w Polsce, *Rynek Energii* 2016, nr 3 (124), s. 3–12.
2. Mielczarski W., Rynki energii elektrycznej. Wybrane aspekty techniczne i ekonomiczne, Wydawnictwo Agencji Rynku Energii S.A. i Energoprojekt – Consulting S.A. 2000.
3. Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2003/54/WE z dnia 26.06.2003 r. dotycząca wspólnych zasad rynku wewnętrznego energii elektrycznej i uchylająca Dyrektywę 96/92/WE, Dz.U. L 176 z dnia 15.07.2003 r.
4. Ustawa z dnia 10.04.1997 r. Prawo energetyczne, Dz.U. z dnia 25.09.2012 r., poz. 1059, z późn. zm.
5. Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2009/72/WE z dnia 13.07.2009 r. dotycząca wspólnych zasad rynku wewnętrznego energii elektrycznej i uchylająca Dyrektywę 2003/54/WE, Dz.U. L 211 z dnia 14.08.2009 r.
6. Rozporządzenie Ministra Gospodarki z dnia 04.05.2007 r. w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu elektroenergetycznego, Dz.U. z dnia 29.05.2007 r., poz. 623, z późn. zm.
7. Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej Energa-Operator SA, zatwierdzona przez Prezesa URE decyzją nr DRR-4321-59(6)/2013/MK01 z dnia 16.12.2013 r., obowiązująca od 01.01.2014 r. wraz z późn. zm.
8. Sprawozdanie z działalności Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki w 2015 r., Urząd Regulacji Energetyki, Warszawa, kwiecień 2016.
9. Centralny System Wymiany Informacji [online], <http://www.cswi.ptpiree.pl/o-cswi>.
10. Baza przedsiębiorstw posiadających koncesję [online], <http://bip.ure.gov.pl/bip/rejesty-i-bazy>.

This is a supporting translation of the original text published in this issue of "Acta Energetica" on pages 39–44. When referring to the article please refer to the original text.

PL

Rafał Łangowski

dr inż.

Politechnika Gdańska

e-mail: rafal.langowski1@pg.gda.pl

Absolwent Wydziału Elektrotechniki i Automatyki Politechniki Gdańskiej. Uzyskał stopień doktora nauk technicznych w dyscyplinie automatyka i robotyka (2015). Zawodowo związany z Katedrą Inżynierii Systemów Sterowania Politechniki Gdańskiej. Główne obszary zainteresowań to: modelowanie matematyczne, estymacja oraz systemy monitorowania. Ponadto jest założycielem i właścicielem firmy Viden oferującej usługi z zakresu m.in. doradztwa energetycznego oraz szkoleń z rynku energii. Rynkiem energii elektrycznej zajmuje się od ponad dziewięciu lat. W swojej praktyce zajmował zarówno stanowiska specjalistyczne, jak i menedżerskie w spółkach Grupy Kapitałowej ENERGA. Specjalizuje się zwłaszcza w uwarunkowaniach prawnych i praktycznej realizacji procesu zmiany sprzedawcy energii elektrycznej oraz w opracowywaniu procesów i procedur obsługi klienta.