

# Definition of the Time Zones of a Dynamic Tariff for a Potential Group of Flexible Electricity Consumers

## Authors

Kinga Bojda  
Piotr Saługa

## Keywords

dynamic tariffs, time zone definition, TOU tariff, cluster analysis

## Abstract

The paper discusses the definition of time zones of a multi-zone dynamic tariff for customers in the G12 tariff group. The study employed cluster analysis, i.e. object grouping, used to isolate homogeneous groups of objects by the  $k$ -means algorithm. Subject to analysis were four randomly selected days of the year, including holidays and workdays in summer and winter. The selected input data included the averaged standard electricity consumption profiles for customers in the G12 tariff group, the weighted average price from the day-ahead market (DAM) and the ambient temperature. The study consisted in the selection of the number of clusters for a given day of the year, including the objective function – the minimum variability of data within clusters and maximum variability of data between individual clusters. The Davies-Bouldin index, defined a metric for evaluating clustering algorithms, was used to evaluate the obtained results. The results of the analysis show that the division of time zones obtained for a multi-zone dynamic tariff is characterized by greater detail (three or four zones) than in the flat G12 tariff (two zones).

**DOI: 10.12736/issn.2330-3022.2019106**

Received: 25.02.2019

Received in revised form: 21.05.2019

Accepted: 24.05.2019

Available online: 30.08.2019

## Introduction

The electricity market faces challenges resulting from significant modifications and transformations implied by the regulator and market participants alike. The changes fall on the observed period of systematic growth in demand for electricity, changes in electricity prices on the wholesale market, as well as the progressive digitization of power grid elements. The observed trend of increasing demand for power in the National Power System (NPS) affects growth of the disproportions between the characteristic periods of demand peaks and off-peaks. It results from the technological progress, electromobility intensification, and increase in the number of air-conditioning devices. These challenges provide a real opportunity for effective implementation of the demand side mechanisms enabling coordinated and flexible management of electricity consumption or the time it is consumed by customers. One of such mechanisms is a dynamic tariff characterized by variable rates of electricity charges. The variability of rates may be implemented due to actual or artificially created price signals, e.g. from the wholesale electricity

market. Dynamic pricing systems aim to motivate consumers to change their energy consumption patterns.

The main goals of implementing dynamic tariffs in Poland include:

- reduction of the construction costs of new infrastructure, resulting from the need to generate electricity at the time of increasing peak demand [1]
- improvement of energy efficiency and optimization of the use of NPS resources
- increase in the rationalization of supply costs and shaping electricity tariffs due to consideration in their structures of factors affecting the energy demand (selection of more variables determining the charge levels) [2]
- reflection of the difference in costs of electricity supply and generation in peak and off-peak times [3]
- increase in the demand side elasticity by ensuring end users' access to participation in the electricity market, by enabling the adjustment of their electricity consumption patterns in response to variable market signals [4]
- increase in energy awareness of system users [4].

To design a dynamic tariff adequate to the electricity market realities in Poland, it is necessary to carry out many analyzes aimed at the development of the best strategy for generators, distributors, sellers, and end-users alike. Modifications to the method of shaping rates and fees are being considered on the eve of the announced and implemented changes, including [5]:

- implemented extension of price ranges on the balancing market
- attempts at reflecting the whole chain of costs of electricity supply to consumers in order to set the electricity price
- grid digitization, manifested by the saturation of smart metering, enabling the verification of an individual electricity consumption profile.

A proposal of dynamic (e.g. multi-zone) tariff matched to the Polish electricity market realities must be preceded by the definition of time zones with variable rates of electricity charges. The implementation of a dynamic tariff may allow the selection of more variables that determine the charge rate levels. The current tariff setting mechanism mainly focuses on covering the generation and system services costs, with no consideration of the actual price levels on the wholesale market. The consumer price levels depend on the distributor location and the choice of the seller, not on the laws of physics and actual costs resulting from the need to supply the area. Subsidies to electricity consumption and lack of information on its level neither increase the consumers' energy awareness, nor generate incentives to rationalize the electricity usage. The charge rate's modification, which would allow reflecting the market situation, e.g. the current electricity price on the wholesale market, could create an incentive for end users to increase the electricity use efficiency. Real price signals could enable shifting electricity consumption to compensate the disproportions between demand peak and off-peak periods in the NPS [6, 7]. This may be achieved by designing a dynamic tariff with variable charge rates, enabling remodelling of end-users' current consumption patterns. One of the important elements of the dynamic tariff development is the definition of time zones based on customer load profiles' analysis. This paper, based on the cluster analysis, discusses the definition of time zones due to data on standard electricity consumption profiles for the tariff group G12 [8–12], the weighted average price of the day ahead market (DAM) [13] and the ambient temperature [14].

## Tariff characteristics

Global selection of tariffs for households in Poland is limited to single-zone (G11) and two-zone tariffs (G12 and its varieties, e.g. G12w, G12r). Only one distribution system operator (DSO) offers an additional G13 tariff with the division into three periods: morning peak, afternoon peak, and the remaining hours of the day, defined depending on the season (summer or winter). At present, no large player on the electricity market in Poland offers a dynamic tariff. The opposite tendency, however, prevails in other countries that use them on a large scale. These countries include: The United Kingdom, USA, Australia, and New Zealand. There are many types and varieties of dynamic tariffs, including [15]:

- TOU (Time of Use) multi-zone tariff with different rates depending on the time of day, assuming high rates at peak

times and low off-peak rates, along with variations: TOD (Time of Day) and *SuperPeak* TOU

- tariff with CPP (Critical Peak Pricing) – with critical prices set for the actual maximum load peak and reduced rate at the other hours of the day
- VPP (Variable Peak Pricing) – a CPP variety with different resolution of setting peak prices from day to day
- RTP (Real Time Pricing) – with variable charge rates modified in intervals from one hour to several minutes, reflecting the actual costs of processes related to electricity
- PTR (Peak Time Rebates) – a tariff opposite to the CPP tariff, introducing price rebates (to be used later) at the time of limiting electricity consumption at a peak
- seasonal tariff – a tariff offering different charge rates depending on the season, with a higher rate in periods of high demand
- block tariff – a tariff with charge rates depending on the electricity consumption level.

The definition of time zones for dynamic tariffs depends on many factors, such as the market's specifics, the country's energy mix, electricity consumption level and consumer group type. The basic principle of a dynamic tariff is the assumption of a variable charge rate depending on the time of use or the current load of the power system. It is essential that its calculation includes components such as: the level of electricity generation, transmission and distribution, retail trade and cost drivers (electricity price at peak, costs of electricity consumption, and costs resulting from the number of recipients covered by the tariff). Experience of the countries offering dynamic tariffs shows that the dynamics of charge rates variability is expressed by the definition of time zones, frequency of price updates and spread of prices. The level of use of the above indicators to create a tariff results from the market advancement and the grid saturation with smart metering.

Depending on the consumer behaviour trends and the power system's operating conditions, the dynamic tariff should allow for the introduction of temporarily lower or higher rates (rebates or increases). Definition of these events is determined by their duration, frequency of occurrence, and the available price range. The key is to enable end users to react to variable price signals in a manual or automated manner [16].

The introduction of a selected type of dynamic tariffs on the Polish market will generate the need to adjust the billing systems and software, and of an appropriate education campaign. Due to the diverse nature of the tariffs, their implementation should result from development of the electricity market, saturation of the grid with smart metering, and analyses and research in this area. Choice of a tariff should depend on the degree of these modifications, risk assessment, and potential benefit from the change. Depending on the tariff type, differentiation of the last two factors is shown in Fig. 1. The tariff intended for the implementation in Poland in the first place, due to the relatively low risk, may be the TOU tariff, for which it is necessary to estimate the time zones for various rates.

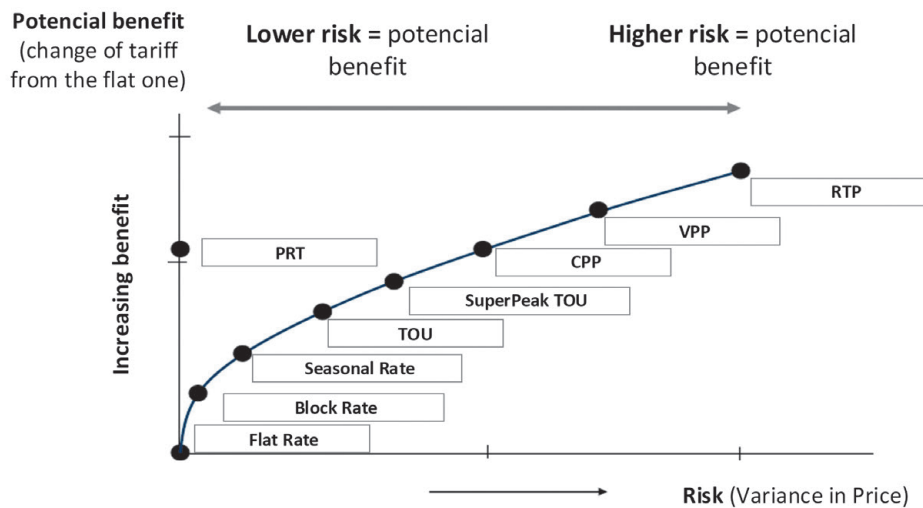


Fig. 1. Risks and benefits of various dynamic tariff types [15]

## Cluster analysis

Cluster analysis, or object grouping, is a multidimensional statistical analysis method used to extract homogeneous groups of objects. It is an unattended learning method based on organizing data into well-founded structures. Its main task is data mining – that is, dividing a data set into groups in order to detect interpretable clusters in it [17, 18].

Cluster analysis can be performed by a number of object grouping algorithms. These algorithms include: agglomeration methods, EM grouping or  $k$ -means grouping [17]. Due to specifics of the electricity demand shape and the division into time zones of current tariff groups in Poland and in the world, the  $k$ -means method was selected for the following cluster analysis. It is a non-hierarchical grouping method, whereby the number of clusters  $k$  is adopted as an *a priori* assumption. The division assumption is to maximize the similarity of data within a group while minimizing similarity with other groups. The algorithm's operation is based on determination of the matrix of Euclidean distances between the examined objects.

The algorithm starts clustering from random data grouping based on start centres. The next step is iterative re-fitting of data to the clusters. In these analytical studies the clusters were selected with the assumption of a maximum of 10 iterations. The algorithm stopped after executing the maximum number of iterations or due to the lack of variability in the position of cluster centres from the previous iteration in relation to the current iteration [18]. Block diagram of the algorithm is shown in Fig. 2.

Grouping based on the choice of the number of clusters forms a cluster that is as diverse as possible. The initial selection of  $k$  cluster centres and the object division is made arbitrarily. Due to the electricity demand profile specifics, the analysis was limited to  $k = 2, 3$ , and 4 clusters. The objective function was adopted as the minimum variability of data within clusters and maximum variability of data between individual clusters. The Davies-Bouldin index, defined a metric for evaluating clustering algorithms, was used to evaluate the results obtained. This index combines intra-cluster dispersion and distance between clusters [19]. Minimizing the Davies-Bouldin index results in clusters with

low internal dispersion and positioned far apart from each other. Minimizing its value determines the correctness of the calculation model [20]. Due to the index definition, its lowest value means the best selection of the number of clusters depending on the input data. The Davies-Bouldin index is determined by dependence (1):

$$DB = \frac{1}{k} \sum_{i=1}^k \max_{k \neq i} \frac{S_i + S_k}{M_{ik}} \quad (1)$$

where:  $k$  – number of clusters;  $M_{ik}$  – distance between clusters;  $S_i$ ,  $S_k$  – spread inside cluster.

## Studies

The analysis assumption was the selection of input data including:

- averaged standard electricity consumption profiles for G12 tariff group (TAURON, PGE, INNOGY, ENERGA, ENEA) [8–12]
- average weighted price from DAM market (TGE) [13]
- ambient temperature (IMGW) [14].

Normalised input data for a holiday in the summer is shown in Fig. 3. Input variables were adopted in an expert manner because there was no need to verify their statistical significance. This assumption results from the exploratory nature of cluster analysis in the absence of *a priori* hypotheses of the phenomenon [17]. Other assumptions of the analysis were randomness and the lack of data collinearity [18]. The days to analyse were randomly selected. Four time series were drawn randomly for the analysis, two for each workday between Monday and Friday and two for each Saturday, Sunday, and holiday. The analysis was performed for two characteristic periods of the year – summer and winter. The lack of data collinearity was determined based on VIF *variance inflation factor* from formula (2) [17]:

$$VIF_i = \frac{1}{1 - R_i^2} \quad (2)$$

where:  $R_i^2$  – coefficient of determination.

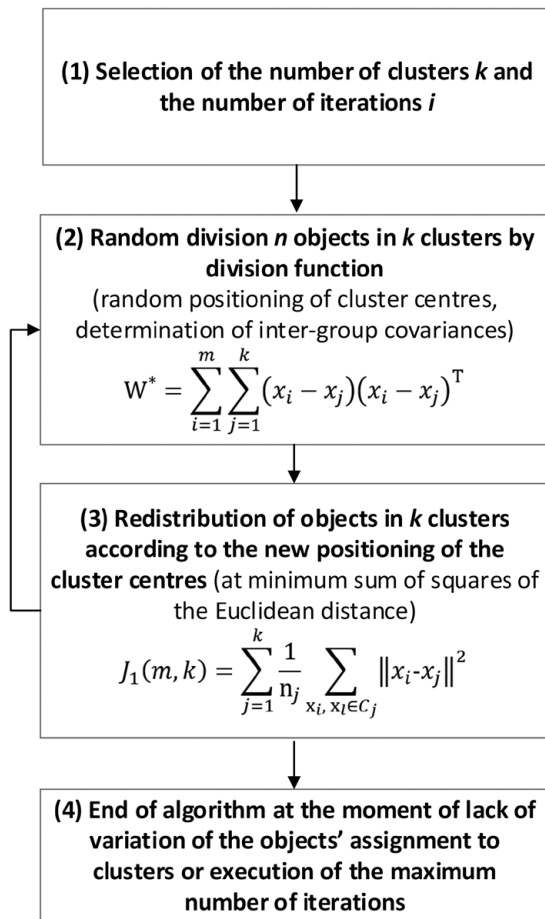


Fig. 2. The  $k$ -means clustering algorithm

The VIF factor is a collinearity assessment measure and allows capturing the variance increase due to the feature's co-linearity. It indicates how many times the predictor variance is greater than the co-linearity unbiased value. It compares a current situation to the ideal situation in which there is no co-linearity between variables [21]. In practice, VIF values greater than 10 determine the collinearity of variables. Listed in Tab. 1 are the

resulting VIF co-linearity factors of variable electricity consumption, depending on changes in the wholesale prices and ambient temperature. All the values had met the necessary condition ( $<10$ ), which justifies leaving the variables in the calculation model.

The next step was cluster analysis by the  $k$ -means method in RapidMiner Studio computing environment. For each input data set (four sets) cluster analysis was performed with iterative selection of  $k = 2, 3$ , and 4 clusters. The assessment element was determination of the Davies-Bouldin index, the values of which for each case are listed in Tab. 2.

According to the definition, the most optimal selection of the number of clusters was estimated based on the smallest Davies-Bouldin index (underlined and bold items in Tab. 2). These cases are shown in Fig. 4–7. The bubble charts show the division of hours of the day depending on the number of clusters created. The bubble diameter reflects the electricity consumption in the hour, and the colour the electricity price on the wholesale market. On the basis of the conducted study, the same definition of time

Day type	Season	Price	Temperature
Working	Summer	1.47	0.87
	Winter	1.73	1.56
Holiday	Summer	0.84	1.02
	Winter	1.03	1.40

Tab. 1. VIF collinearity factors

Day type	Season	$k=2$	$k=3$	$k=4$
Working	Summer	0.730	<b>0.603</b>	0.605
	Winter	0.906	0.776	<b>0.743</b>
Holiday	Summer	0.669	<b>0.524</b>	0.707
	Winter	0.626	0.557	<b>0.552</b>

Tab. 2. Davies-Bouldin indices

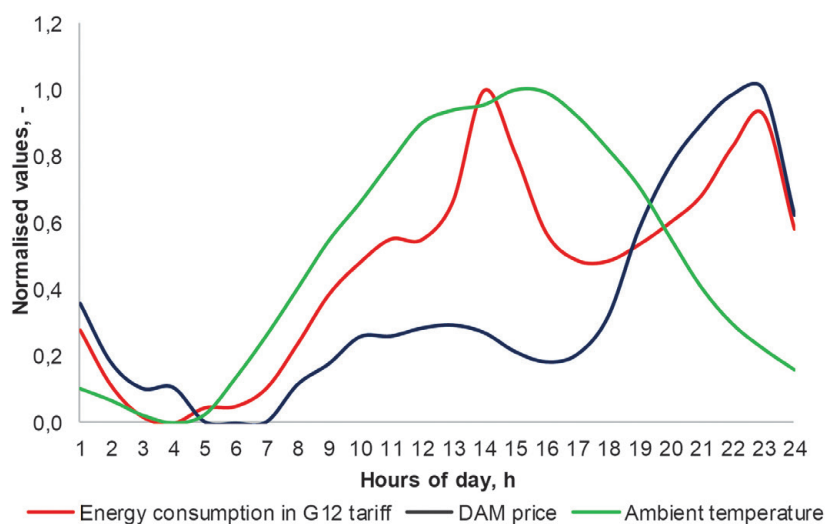


Fig. 3. Normalised input data for holidays (summer)

**WORKDAYS**

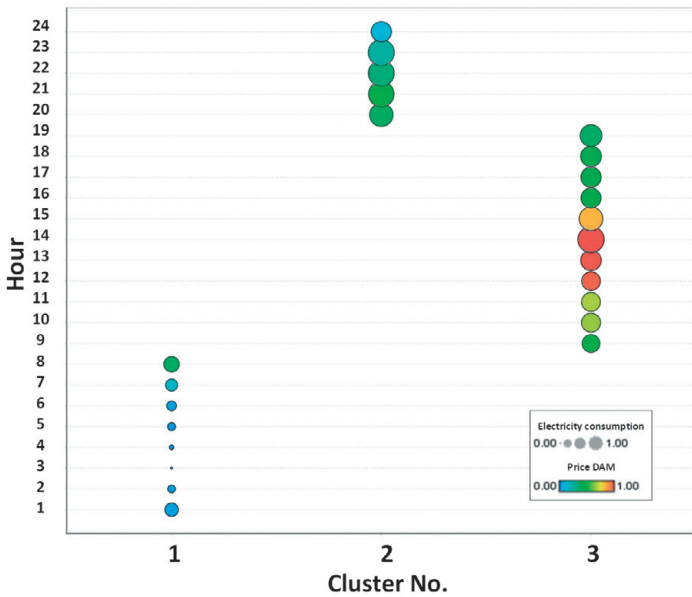


Fig. 4. Clusters for the summer profile

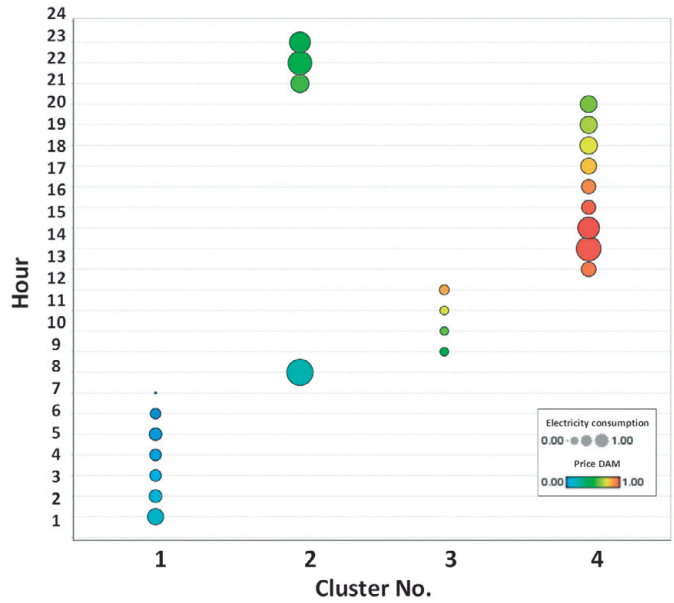


Fig. 5. Clusters for the winter profile

**HOLIDAYS**

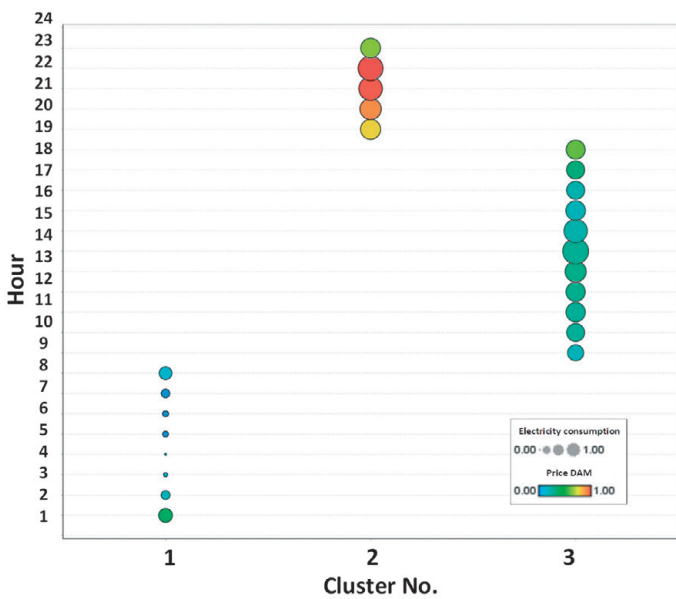


Fig. 6. Clusters for the summer profile

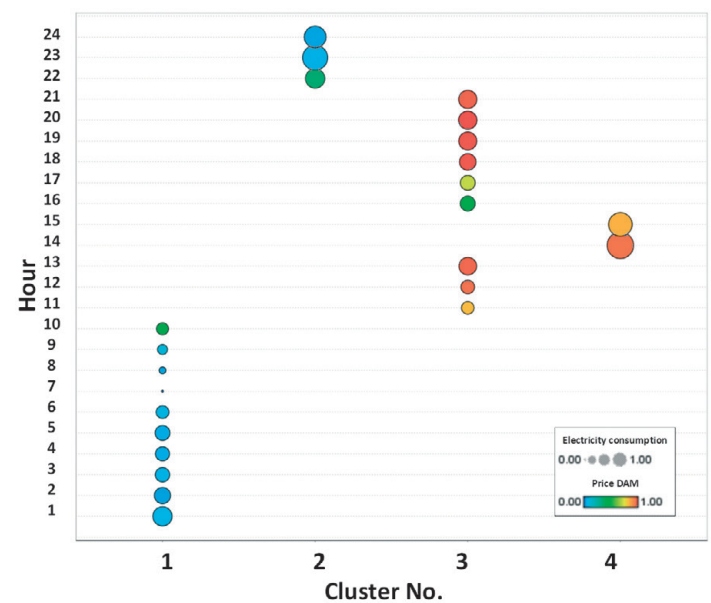


Fig. 7. Clusters for the winter profile

zones for summer profiles (workdays and holidays) was noticed. A significant difference was observed when comparing winter profiles. The summary of the results, depending on the day types, indicates a significant discrepancy in the definition of time zones between work and holiday days, which results from the variable specifics of electricity consumption in these particular days. The data grouping had extracted clusters with similar electricity consumption (bubble size) and electricity prices on the wholesale market (bubble colour). The analysis results indicate that the optimal division of the demand curve for the definition of time zones for a multi-zone tariff is three time zones in the summer

and four time zones in the winter. The assigned hours of the day, depending on the examined scenario, are listed in Tab. 3. The bold and underlined hours indicate the occurrence of the daily demand peak in the interval, based on the NPS' historical demand. These periods are characterized by the highest prices on the wholesale market.

**Conclusions**

Dynamic tariffs haven't been applied in Poland yet. This is due to insufficient smart metering of the system and low energy awareness of the system users. There are many types of dynamic tariffs

Cluster No.		1	2	3	4
Day type	Season	Hours of day			
Working	Summer	1–8	20–24	<b>9–19</b>	–
	Winter	1–7	8, 22–24	9–12	<b>13–21</b>
Holiday	Summer	1–8	<b>20–24</b>	9–19	–
	Winter	1–10	22–24	<b>11–13, 16–21</b>	14–15

Tab. 3. Assigned hours of the day

with different levels of risk and benefits for electricity sellers and consumers alike. However, the selection and application of dynamic tariffs should be adjusted to the degree of development of the electricity market in Poland. The results and the methodology reported in this paper may be used to develop a multi-zone dynamic tariff (TOU or TOD), which could modify the current dual zone tariff G12.

The simulation analyses were performed for characteristic types of days (holidays and workdays) in summer and winter and were limited to the redefinition of time zones for the tariff group G12 for characteristic periods of the demand for electricity. It allows estimating certain trends – the variability of input data in the winter period and the stability of variables for the summer period. This study should be the first stage of creating a TOU-type multi-zone dynamic tariff. However, it is important that the implementation of a dynamic tariff shall be preceded by more detailed studies to define time zones with a larger granularity of examined cases, e.g. quarterly or monthly.

Increase in the number of zones and variability of the charge rates with the participation of smart metering can have a real impact on the stimulation of electricity consumption by households [22]. Therefore, a broad approach to the issue is important by analysing other grouping methods, performing more simulations or testing other tariff groups, e.g. C12a or C12b.

The analysis results show that the division of time zones is characterized by greater detail than in the G12 tariff. It is concluded that the division of hours for a dynamic tariff offered to households should be characterized by the same level of rates for a given zone. The highest charge rates should be correlated with the zones containing moments of daily peak demand, which results directly from the prices on the wholesale market. It is worth noting, however, that despite the same allocation of hours for the drawn workday and holiday profiles in the summer the rates may – and even should – vary between zones. Despite the same division the clusters vary as regards the electricity prices on the wholesale market.

## REFERENCES

1. International Smart Grid Action Network, Dynamic Tariff Structures for Demand Side Management and Demand Response, India 2013.
2. Frontier Economics, Retail Tariff Model, A Report prepared for the AEMC, Australia 2012.
3. USAID INDIA, Smart Grids: An Approach to Dynamic Pricing in India, Partnership to Advance Clean Energy Deployment (PACE-D), Technical Assistance Program, India 2014.
4. Application: Directive of the European Parliament and of the Council on common rules for the internal market in electricity, Brussels 2017.
5. Europejski rynek energii elektrycznej – diagnoza [The European Electricity Market – a Diagnosis], Polskie Sieci Elektroenergetyczne S.A., Warsaw, 2018.
6. Majka K., Systemy rozliczeń i taryfy w elektroenergetyce [Billing Systems and Tariffs in the Power Sector], Wydawnictwo Politechniki Lubelskiej, Lublin 2005.
7. Korab R., Locational marginal prices (and rates) – harmonization of market solutions with new development trends, *Acta Energetica*, No. 2/2, 2009, pp. 31–40.
8. Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej [Distribution Grid Code], Energa Operator, 2018.
9. Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej [Distribution Grid Code], Enea Operator, 2018.
10. Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej [Distribution Grid Code], Tauron Dystrybucja S.A., 2018.
11. Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej [Distribution Grid Code], Innogy Stoen Operator sp. z o.o., 2018.
12. Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej [Distribution Grid Code], PGE Dystrybucja S.A., 2018.
13. Rynek Dnia Następnego – Wyniki Notowań, TGE [Day Ahead Marked – Quotations, TGE] [online], <https://tge.pl/pl/541/wyniki-rdn> [access: 12.02.2019].
14. Data of IMGW Institute of Meteorology and Water Management [online], [https://dane.imgw.pl/data/dane\\_pomiarowo\\_obserwacyjne/dane\\_meteorologiczne/terminowe/synop/](https://dane.imgw.pl/data/dane_pomiarowo_obserwacyjne/dane_meteorologiczne/terminowe/synop/) [access: 12.02.2019].
15. Dutta G., Mitra K., Dynamic Pricing of Electricity: A Survey of Related Research, Indian Institute of Management, Ahmedabad, India 2015.
16. Smartgrid Engagement Toolkit [online], [https://www.smartgrid-engagement-toolkit.eu/fileadmin/s3ctoolkit/user/guidelines/GUIDELINE\\_DESIGNING\\_A\\_DYNAMIC\\_TARIFF.pdf](https://www.smartgrid-engagement-toolkit.eu/fileadmin/s3ctoolkit/user/guidelines/GUIDELINE_DESIGNING_A_DYNAMIC_TARIFF.pdf) [access: 12/02/2019]
17. StatSoft Polska [online], [www.statsoft.pl](http://www.statsoft.pl) [access: 12.02.2019].
18. Wierchoń S., Kłopotek S., Algorytmy analizy skupień [Cluster Analysis Algorithms], Wydawnictwo Naukowe PWN, Warsaw 2015.
19. Bezdek J.C., Pal N.R., Some new indexes of cluster validity, *IEEE Transactions on Systems, Man, And Cybernetics*, Part B: Cybernetics, Vol. 28, June 3, 1998, pp. 301–315.
20. Davies D.L., Bouldin D.W., A Cluster Separation Measure, *IEEE Transactions on Pattern Analysis and Machine Intelligence*, Vol. 1, Issue 2, 1979, pp. 224–227.
21. Naukowiec [Scientist] [online], [http://www.naukowiec.org/wiedza/statystyka/wspolniniowosc-zmiennych-objasnajacych\\_954.html](http://www.naukowiec.org/wiedza/statystyka/wspolniniowosc-zmiennych-objasnajacych_954.html) [http://www.naukowiec.org/wiedza/statystyka/wspolniniowosc-zmiennych-objasnajacych\\_954.html](http://www.naukowiec.org/wiedza/statystyka/wspolniniowosc-zmiennych-objasnajacych_954.html) [access: 23/05/2019]
22. Bojda K., Sołtysik M., Wpływ elektromobilności na rozwój gmin i klastrów energii przy wykorzystaniu możliwości stymulacji cennikowej [Electromobility impact on the development of municipalities and energy clusters using the possibility of price-setting stimulation], *Zeszyty Naukowe Instytutu Gospodarki Surowcami Mineralnymi i Energią Polskiej Akademii Nauk*, No. 107, 2018, pp. 119–134.

---

### **Kinga Bojda**

PSE Innowacje sp. z o.o.

e-mail: kinga.bojda@pse.pl

Analyst at the R&D Competence Centre at PSE-Innowacje sp. z o.o. Graduated in Power Engineering from the Faculty of Electrical Engineering of the Silesian University of Technology (2017) and from postgraduate studies in Data Scientist at the WSB Academy (2018). In her professional career she deals with the subject of the electricity market operations and the impact of electromobility development on the National Power System operation. Her main professional interests are focused on electricity tariff development and processing large data sets with the use of machine learning.

### **Piotr Saługa**

AGH University of Science and Technology in Kraków

e-mail: psaluga@zarz.agh.edu.pl

Associate Professor at the AGH University of Science and Technology in Krakow. In his scientific research, he addresses issues related to the application of modern risk analysis methods for the economic assessment of capex projects, sustainable development of raw materials and energy management and the capacity market implementation in Poland. Secretary of the board of the Polish Mineral Resources Valuation Association. Author and co-author of many monographs and domestic and foreign publications.

## Określenie stref czasowych taryfy dynamicznej dla potencjalnej grupy elastycznych odbiorców energii elektrycznej

**Autorzy**  
Kinga Bojda  
Piotr Saługa

**Słowa kluczowe**  
taryfy dynamiczne, definicja stref czasowych, taryfa TOU, analiza skupień

### Streszczenie

W artykule omówiono definicję stref czasowych wielostrefowej taryfy dynamicznej dla odbiorców grupy taryfowej G12. Badanie zostało przeprowadzone z zastosowaniem analizy skupień, czyli grupowania obiektowego, wykorzystywanego do wyodrębniania jednorodnych grup obiektów, za pomocą algorytmu *k*-średnich. Analiza została przeprowadzona dla czterech wylosowanych dób roku, obejmujących dni świąteczne oraz dni robocze w okresie letnim i zimowym. Wybór danych wejściowych obejmował uśrednione standardowe profile zużycia energii elektrycznej dla odbiorców w grupie taryfowej G12, kurs średni ważony z rynku dnia następnego (RDN) oraz temperaturę otoczenia. Badanie polegało na doborze liczby skupień dla danej doby roku, z uwzględnieniem funkcji celu – minimalizacji zmienności danych wewnątrz skupień i maksymalizacji zmienności danych między poszczególnymi skupieniami. Do oceny otrzymanych wyników posłużono się wskaźnikiem Daviesa-Bouldina, zdefiniowanego jako metryka oceny algorytmów grupowania. Z rezultatów przeprowadzonej analizy wynika, że uzyskany podział stref czasowych dla wielostrefowej taryfy dynamicznej cechuje się większą szczegółowością (trzy lub cztery strefy) niż w taryfie płaskiej G12 (dwie strefy).

Data wpływu do redakcji: 25.02.2019  
Data wystawienia recenzji: 21.05.2019  
Data akceptacji artykułu: 24.05.2019  
Data publikacji online: 30.08.2019

### Wstęp

Rynek energii elektrycznej mierzy się z wyzwaniami wynikającymi z istotnych modyfikacji i przeobrażeń implikowanych zarówno przez regulatora, jak i uczestników rynku. Zmiany przypadają na obserwowany okres systematycznego wzrostu zapotrzebowania na energię elektryczną, zmian cen energii elektrycznej na rynku hurtowym, jak i postępującej cyfryzacji elementów sieci elektroenergetycznej. Obserwowany trend zwiększania się zapotrzebowania na moc w Krajowym Systemie Elektroenergetycznym (KSE) wpływa na wzrost dysproporcji między charakterystycznymi okresami szczytów oraz dolin zapotrzebowania. Wynika to z zachodzącego postępu technologicznego, intensyfikacji elektromobilności czy wzrostu liczby urządzeń klimatyzacyjnych. Wyzwania te stwarzają realną szansę na efektywne wdrażanie mechanizmów strony popytowej, umożliwiających skoordynowane i elastyczne zarządzanie zużyciem energii elektrycznej lub czasem jej pobierania przez odbiorców. Do jednego z takich mechanizmów należą taryfy dynamiczne, cechujące się zmiennymi stawkami opłat za energię elektryczną. Zmienność stawek może być realizowana ze względu na rzeczywiste lub sztucznie wykreowane sygnały cenowe, np. pochodzące z hurtowego rynku energii elektrycznej. Dynamiczne systemy ustalania cen mają na celu zmotywowanie konsumentów do zmiany poboru energii elektrycznej. Do głównych celów wdrożenia taryf dynamicznych w Polsce można zaliczyć:

- ograniczenie kosztów budowy nowej infrastruktury, wynikające z potrzeby wytwarzania energii elektrycznej

w momentach zwiększania szczytowego zapotrzebowania [1]

- poprawę efektywności energetycznej oraz optymalizację wykorzystania zasobów KSE
- zwiększenie racjonalizacji kosztów dostaw i kształtowania taryf za energię elektryczną ze względu na uwzględnienie w ich budowie czynników wpływających na zapotrzebowanie na energię (wybór większej liczby zmiennych determinujących poziom stawek opłat) [2]
- odzwierciedlenie różnicy kosztów dostaw i produkcji energii elektrycznej w godzinach szczytu i poza szczytem obciążenia [3]
- zwiększanie elastyczności strony popytowej poprzez zapewnienie dostępu odbiorców końcowych do uczestnictwa w rynku energii elektrycznej, poprzez umożliwienie dostosowania swojego zużycia energii elektrycznej w odpowiedzi na zmienne sygnały rynkowe [4]
- zwiększanie świadomości energetycznej użytkowników systemu [4].

Aby zaprojektować taryfę dynamiczną, odpowiadającą realiom rynku energii elektrycznej w Polsce, niezbędne jest wykonanie wielu analiz zmierzających do wypracowania jak najlepszej strategii zarówno dla wytwórców, dystrybutorów, sprzedawców, jak i odbiorców końcowych. Rozważanie modyfikacji sposobu kształtowania stawek i opłat odbywa się w przededniu zapowiadanych i realizowanych zmian, w tym m.in. [5]:

- zrealizowanego rozszerzenia zakresów cen na rynku bilansującym
- próby odzwierciedlenia całości łańcucha kosztów dostaw energii elektrycznej

do odbiorców w celu wyznaczenia ceny za energię elektryczną

- cyfryzacji sieci, objawiającej się nasyceniem opomiarowania typu smart, umożliwiającą weryfikację indywidualnego profilu zużycia energii elektrycznej.

Zaproponowanie taryfy dynamicznej (np. wielostrefowej), dopasowanej do realiów polskiego rynku energii elektrycznej, musi poprzedzić zdefiniowanie stref czasowych o zmiennych stawkach opłat za energię elektryczną. Pojawienie się taryfy dynamicznej może umożliwić wybór większej liczby zmiennych determinujących poziom stawek opłat. Obecny mechanizm ustalania taryfy koncentruje się głównie na pokryciu kosztów wytwarzania i usług systemowych, bez uwzględnienia faktycznych poziomów cen na rynku hurtowym. Poziomy opłat dla odbiorców zależą od lokalizacji danego dystrybutora i wyboru sprzedawcy, a nie od praw fizyki i realnych kosztów wynikających z potrzeby zasilania danego obszaru. Subsydiowanie oraz brak informacji o poziomie zużycia energii elektrycznej nie powodują zwiększania się świadomości energetycznej konsumentów oraz nie generują sygnałów do racjonalizowania jej wykorzystywania. Modyfikacja kształtowania stawek opłat, która pozwoliłaby na odzwierciedlenie sytuacji rynkowej, np. aktualnej ceny energii elektrycznej na rynku hurtowym, mogłaby stwarzać zachętę dla odbiorców końcowych, aby osiągnąć wzrost efektywności użytkowania energii elektrycznej. Realne sygnały cenowe mogłyby umożliwić przesuwanie poboru energii elektrycznej, aby wyrównać dysproporcje między okresami



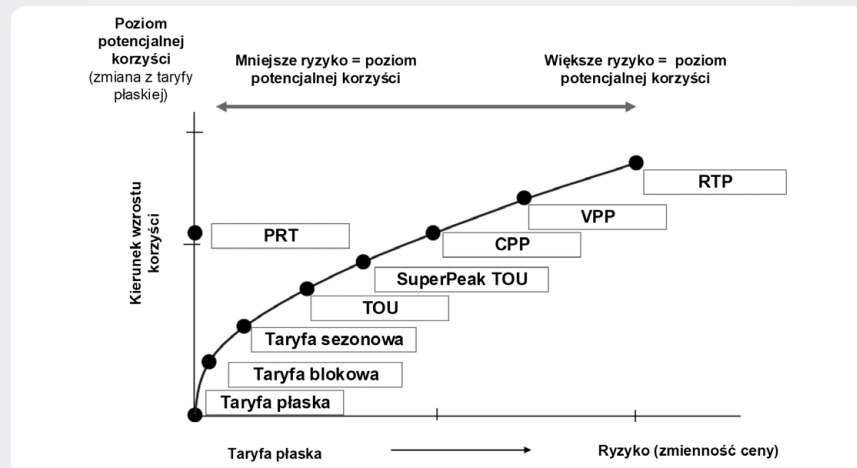
PL

szczytów oraz dolin zapotrzebowania KSE [6, 7]. Do osiągnięcia takiego stanu służy zaprojektowanie taryfy dynamicznej o zmiennych stawkach opłat, umożliwiającej przemodelowanie obecnego zwyczajów odbiorców końcowych. Jednym z istotnych elementów kształtowania taryfy dynamicznej jest określenie definicji stref czasowych na podstawie analizy profili obciążenia odbiorców. W artykule, na podstawie przeprowadzonej analizy skupień, rozważono definicję stref czasowych ze względu na dane dotyczące standardowych profili zużycia energii elektrycznej dla grupy taryfowej G12 [8–12], kursu średniego ważonego z rynku dnia następnego (RDN) [13] oraz temperatury [14].

### Charakterystyka taryf

Globalny wybór taryf dla gospodarstw domowych w Polsce jest ograniczony do taryf 1-strefowych (G11) oraz 2-strefowych (G12 oraz jej odmiany, np. G12w, G12r). Tylko jeden operator dystrybucyjnego (OSD) oferuje dodatkowo taryfę G13, w której istnieje podział na trzy okresy: szczytu przedpołudniowego, szczytu popołudniowego oraz pozostałych godzin doby, definiowanych w zależności od pory roku (lata lub zimy). Obecnie taryfy dynamiczne nie znajdują się w ofercie dużych graczy na rynku energii elektrycznej w Polsce. Odwrotna tendencja zachodzi jednak w innych krajach, które korzystają z nich na szeroką skalę. Do tych krajów należą m.in.: Wielka Brytania, USA, Australia czy Nowa Zelandia. Istnieje wiele rodzajów i odmian taryf dynamicznych, zaliczamy do nich m.in. [15]:

- taryfę wielostrefową TOU (ang. *Time of Use*) o różnych poziomach stawek w zależności od pory dnia, przy założeniu wysokich stawek w godzinach szczytu i niskich poza szczytem obciążenia, wraz z odmianami: TOD (ang. *Time of Day*) oraz *SuperPeak TOU*
- taryfę z cenami krytycznymi CPP (ang. *Critical Peak Pricing*) – o cenach krytycznych ustalanych w czasie rzeczywistego maksymalnego szczytu obciążenia oraz o obniżonej stawce w pozostałych godzinach doby
- taryfę ze zmiennymi cenami krytycznymi VPP (ang. *Variable Peak Pricing*) – odmianę taryfy CPP, różniącą się rozdzieleniem ustalania cen szczytowych z dnia na dzień
- taryfę czasu rzeczywistego RTP (ang. *Real Time Pricing*) – o zmiennych stawkach opłat modyfikowanych w interwałach od godziny do kilku minut, odzwierciedlających faktyczne koszty procesów związanych z energią elektryczną
- taryfę rabatową w okresach szczytowych PTR (ang. *Peak Time Rebates*) – taryfa będąca przeciwieństwem do taryfy CPP, wprowadzająca rabaty cenowe (do wykorzystania w późniejszym terminie) w momencie ograniczenia zużycia energii elektrycznej w szczycie
- taryfę sezonową – taryfę oferującą zróżnicowane stawki opłat w zależności od pory roku, z wyższą stawką w okresach wysokiego zapotrzebowania
- taryfę blokową – taryfę obciążającą użytkowników opłatami, których wysokość



Rys. 1. Mapowanie ryzyka i korzyści w zależności od różnych typów taryf dynamicznych [15]

jest uzależniona od poziomu zużycia energii elektrycznej.

Definicja stref czasowych taryf dynamicznych zależy od wielu czynników, takich jak specyfika danego rynku, miks energetyczny kraju, poziom poboru energii elektrycznej czy rodzaj grupy odbiorców. Podstawową zasadą tworzenia taryfy dynamicznej jest założenie zmiennej stawki opłat w zależności od czasu użytkowania lub aktualnego obciążenia systemu elektroenergetycznego. Istotne jest, by na jej kalkulację składały się komponenty, takie jak: poziom wytwarzania, przesyłu i dystrybucji energii elektrycznej, handel detaliczny oraz czynniki kosztotwórcze (cena energii elektrycznej w szczycie, koszty zużycia energii elektrycznej czy koszty wynikające z liczby odbiorców wykorzystujących daną taryfę). Z doświadczeń krajów oferujących taryfy dynamiczne wynika, że dynamikę zmienności stawek opłat wyraża się poprzez definicję stref czasowych, częstotliwość aktualizacji cen i ich rozrzut. Poziom wykorzystania powyższych wskaźników do kreowania taryfy wynika ze stopnia zaawansowania danego rynku oraz stopnia nasycenia sieci w opomiarowanie typu smart.

W zależności od trendów zachowania odbiorców oraz warunków pracy systemu elektroenergetycznego taryfa dynamiczna powinna umożliwiać wprowadzanie tymczasowo niższych lub wyższych okresów stawek opłat (rabatów lub podwyżek). Definicja tych zdarzeń określana jest przez długość trwania, częstość wystąpienia zdarzenia oraz możliwą rozpiętość cen. Kluczowe jest umożliwienie odbiorcom końcowym reakcji na zmienne sygnały cenowe w sposób ręczny lub automatyzowany [16].

Wprowadzenie wybranego rodzaju taryf dynamicznych na rynek polski będzie generowało potrzebę dostosowania systemów rozliczeniowych, oprogramowania oraz odpowiedniej kampanii edukacyjnej. Ze względu na zróżnicowany charakter taryf ich implementacja powinna wynikać z rozwoju rynku energii elektrycznej, nasycenia sieci opomiarowaniem typu smart czy realizacji analiz i badań w tej tematyce. Wybór taryfy powinien być zależny od stopnia tych modyfikacji, oceny poziomu ryzyka

oraz potencjalnej korzyści wynikającej ze zmiany. W zależności od rodzaju taryfy zróżnicowanie dwóch ostatnich czynników zilustrowano na rys. 1. Taryfą przeznaczoną do wdrożenia w Polsce w pierwszej kolejności, ze względu na stosunkowo niski poziom ryzyka, może być taryfa TOU, dla której niezbędne jest oszacowanie godzin stref czasowych obowiązywania różnych stawek opłat.

### Analiza skupień

Analiza skupień, czyli grupowanie obiektów (ang. *Cluster Analysis*), zalicza się do metod wielowymiarowej analizy statystycznej, wykorzystywanej do wyodrębnienia jednorodnych grup obiektów. Jest to nienadzorowana metoda uczenia polegająca na organizowaniu danych w uzasadnione struktury. Jej głównym zadaniem jest eksploracja danych – czyli dzielenie zbioru na grupy w celu wykrycia w zbiorze danych interpretowalnych skupień [17, 18].

Analizę skupień można wykonywać za pomocą wielu algorytmów grupujących obiekty. Do algorytmów tych zaliczane są m.in.: metody aglomeracyjne, grupowanie metodą EM czy grupowanie metodą *k*-średnich [17]. Ze względu na specyfikę zarówno kształtu przebiegu zapotrzebowania na energię elektryczną, jak i podziału na strefy czasowe obecnych grup taryfowych w Polsce i na świecie do poniższej analizy skupień wybrano metodę *k*-średnich. Należy ona do niehierarchicznych metod grupowania, w której jako założenie *a priori* przyjmuje się liczbę skupień *k*. Założeniem podziału jest maksymalizacja podobieństwa danych wewnątrz grupy przy minimalizacji podobieństwa względem pozostałych grup. Działanie algorytmu oparte jest na wyznaczeniu macierzy odległości euklidesowych między badanymi obiektami.

Algorytm rozpoczyna tworzenie skupień od losowego grupowania danych na podstawie centrów startowych. Kolejnym krokiem jest iteracyjne wykonanie ponownego dopasowania danych do skupień. W przeprowadzonych badaniach analitycznych dobór skupień odbywał się przy założeniu maksymalnie 10 iteracji. Zatrzymanie algorytmu zachodziło po wykonaniu

PL

maksymalnej liczby iteracji lub na skutek braku zmienności położenia środków klastrow z poprzedniej iteracji względem iteracji obecnej [18]. Schemat blokowy działania algorytmu został przedstawiony na rys. 2.

Grupowanie na podstawie wyboru liczby skupień tworzy  $k$  skupień, jak najbardziej różniących się od siebie. Początkowego wyboru  $k$  środków skupień oraz podziału obiektu dokonuje się w sposób arbitralny. Ze względu na specyfikę profilu zapotrzebowania na energię elektryczną w analizie ograniczono się do analizy  $k = 2, 3, 4$  skupień. Jako funkcję celu przyjęto minimalizację zmienności danych wewnątrz skupień i maksymalizację zmienności danych między poszczególnymi skupieniami. Do oceny otrzymanych wyników posłużono się wskaźnikiem Daviesa-Bouldina, zdefiniowanego jako metryka oceny algorytmów grupowania. Wskaźnik ten zestawia ze sobą rozproszenie wewnątrz klastra oraz odległość między klastrami [19]. Minimalizacja wartości wskaźnika Daviesa-Bouldina sprawia, że uzyskuje się klastry o małym rozproszeniu wewnętrznym oraz leżące daleko od siebie. Minimalizacja jego wartości determinuje poprawność modelu obliczeniowego [20]. Ze względu na definicję indeksu jak najniższa jego wartość oznacza najlepszy dobór liczby skupień w zależności od danych wejściowych. Wskaźnik Daviesa-Bouldina jest określony za pomocą zależności (1):

$$DB = \frac{1}{k} \sum_{i=1}^k \max_{k \neq i} \frac{S_i + S_k}{M_{ik}} \quad (1)$$

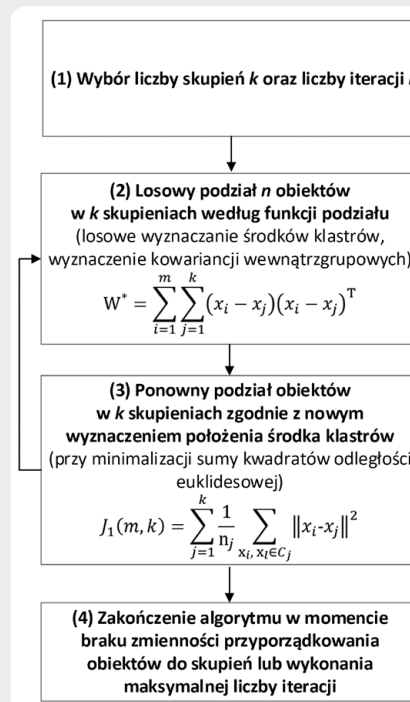
gdzie:  $k$  – liczba skupień;  $M_{ik}$  – miara odległości pomiędzy skupieniami;  $S_i, S_k$  – miara rozrzutu wewnątrz skupienia.

#### Badania

Założeniem analizy był wybór danych wejściowych obejmujących:

- uśrednione standardowe profile zużycia energii elektrycznej dla grupy taryfowej G12 (TAURON, PGE, INNOGY, ENERGA, ENEA) [8–12]
- kurs średni ważony z rynku RDN (TGE) [13]
- temperaturę otoczenia (IMGW) [14].

Wizualizacja znormalizowanych przebiegów danych wejściowych dla świątecznego dnia letniego została przedstawiona na rys. 3. Zmienne wejściowe zostały przyjęte w sposób ekspercki ze względu na brak potrzeby badania ich istotności statystycznej. Założenie to wynika z eksploracyjnej natury analizy skupień wykonywanej w momencie braku posiadania hipotez *a priori* odnośnie danego zjawiska [17]. Kolejnymi założeniami przeprowadzonej analizy była losowość oraz brak współliniowości danych [18]. Wybór dni poddanych analizie został wykonany w sposób losowy. W celu wykonania analizy wylosowano cztery szeregi czasowe, po dwa dla dni roboczych między poniedziałkiem a piątkiem oraz dwa dla sobót, niedziel lub świąt. Analiza została wykonana dla dwóch charakterystycznych okresów roku – lata oraz zimy. Brak współliniowości danych został określony



Rys. 2. Algorytm wykonanej analizy skupień metodą  $k$ -średnich

na podstawie współczynnika współliniowości VIF (ang. *Variance Inflation Factor*) ze wzoru (2) [17]:

$$VIF_j = \frac{1}{1 - R_j^2} \quad (2)$$

gdzie:  $R_j^2$  – współczynnik determinacji. Współczynnik VIF jest miarą oceny współliniowości i pozwala na wychwycenie wzrostu wariacji ze względu na współliniowość cechy. Wskazuje on, o ile razy wariancja predyktora jest większa od wartości niezależnej współliniowości. Porównuje sytuację obecną do sytuacji idealnej, w której nie występuje współliniowość między zmiennymi [21]. W praktyce wartości VIF większe

Typ dnia	Pora roku	Cena	Temperatura
Roboczy	Lato	1,47	0,87
	Zima	1,73	1,56
Świąteczny	Lato	0,84	1,02
	Zima	1,03	1,40

Tab. 1. Zestawienie współczynników współliniowości VIF

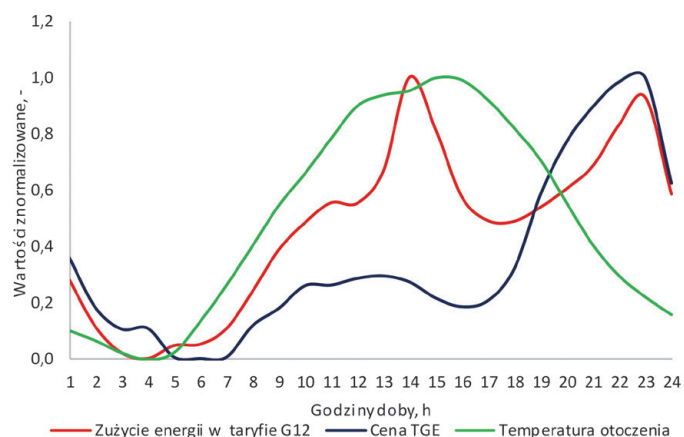
Typ dnia	Pora roku	$k = 2$	$k = 3$	$k = 4$
Roboczy	Lato	0,730	<b>0,603</b>	0,605
	Zima	0,906	0,776	<b>0,743</b>
Świąteczny	Lato	0,669	<b>0,524</b>	0,707
	Zima	0,626	0,557	<b>0,552</b>

Tab. 2. Zestawienie wskaźników Daviesa-Bouldina

od 10 stanowią o współliniowości zmiennych. W tab. 1 zestawiono wyniki współczynników współliniowości VIF zmiennej zużycia energii elektrycznej, w zależności od zmian kształtowania się ceny na rynku hurtowym oraz temperatury. Wszystkie wartości spełniły warunek konieczny (osiągnięcie wartości poniżej 10), co uzasadnia pozostawienie zmiennych w modelu obliczeniowym.

Następnym krokiem było przeprowadzenie analizy skupień metodą  $k$ -średnich w środowisku obliczeniowym RapidMiner Studio. Dla każdego z zestawu danych wejściowych (cztery zestawy) wykonano analizę skupień z iteracyjnym wyborem  $k = 2, 3, 4$  skupień. Elementem oceny było wyznaczenie wskaźnika Daviesa-Bouldina, którego wartości dla każdego z przypadków zestawiono w tab. 2.

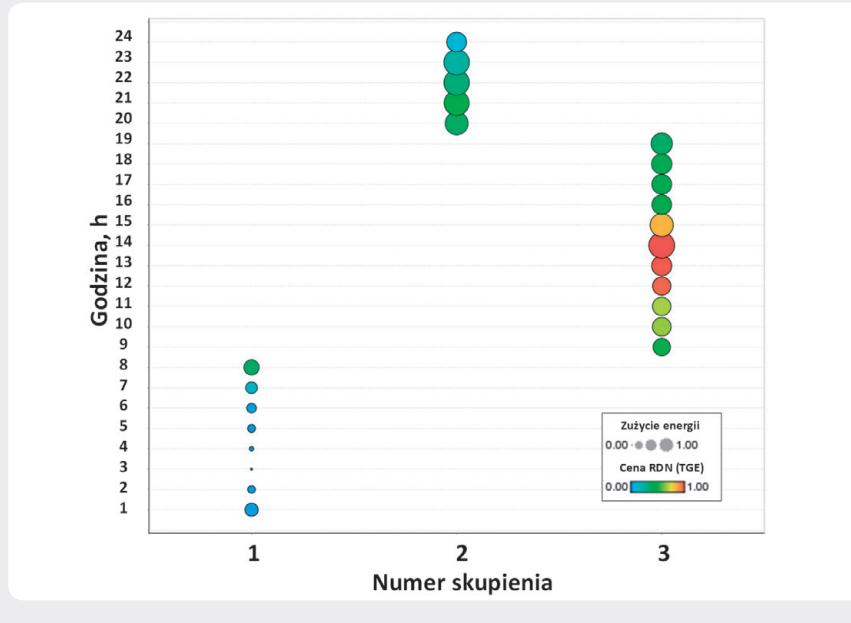
Zgodnie z definicją najbardziej optymalny dobór liczby skupień został oszacowany na podstawie najmniejszego wskaźnika Daviesa-Bouldina (wartości podkreślone i pogrubione w tab. 2). Wizualizacje tych przypadków zostały przedstawione na rys. 4–7. Wykresy bąbelkowe przedstawiają podział godzin doby w zależności od stworzonej liczby skupień. Średnica bąbelków wynika z poziomu zużycia



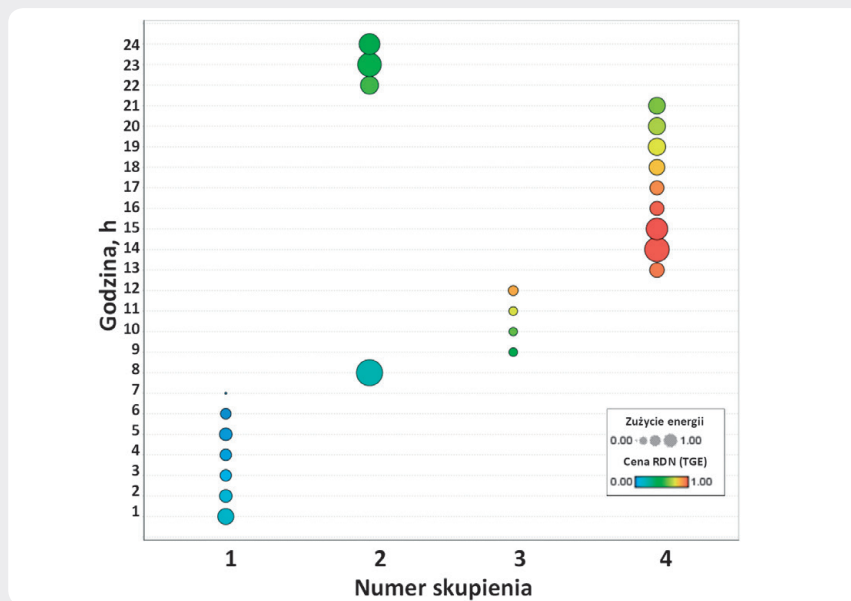
Rys. 3. Znormalizowane przebiegi danych wejściowych dla dnia świątecznego (lato)

PL

## DZIEŃ ROBOCZY



Rys. 4. Wizualizacja skupień dla profilu letniego



Rys. 5. Wizualizacja skupień dla profilu zimowego

energii elektrycznej w danej godzinie, a kolor z poziomu cen energii elektrycznej na rynku hurtowym.

Na podstawie przeprowadzanego badania zauważono taką samą definicję stref czasowych dla profili letnich (dzień roboczy oraz świąteczny). Znaczącą różnicę obserwowano podczas porównania profili zimowych. Zestawienie otrzymanych wyników, w zależności od typów dnia, wskazuje na znaczną rozbieżność w definicji stref czasowych między dniami roboczymi a świątecznymi, co wynika ze zmiennej specyfiki poboru energii elektrycznej w tych szczególnych dniach.

Wykonane grupowanie danych wyekstrahowało skupienia cechujące się podobieństwem względem poziomów zużycia energii elektrycznej (rozmiar bąbelków) oraz poziomów cen energii elektrycznej na rynku hurtowym (kolor bąbelków). Wyniki przeprowadzonej analizy wskazują, że optymalnym podziałem przebiegu zapotrzebowania w celu definicji stref czasowych dla taryfy wielostrefowej są trzy strefy czasowe w okresie letnim oraz cztery strefy czasowe w okresie zimowym. Zestawienie przyporządkowanych godzin doby w zależności od badanego scenariusza zostało zamieszczone w tab. 3. Pogrubione i podkreślone wartości godzin świadczą o wystąpieniu

dobowego szczytu zapotrzebowania w trakcie ich trwania, na podstawie historycznego zapotrzebowania KSE. Okresy te cechują się występowaniem najwyższych cen na rynku hurtowym.

## Wnioski

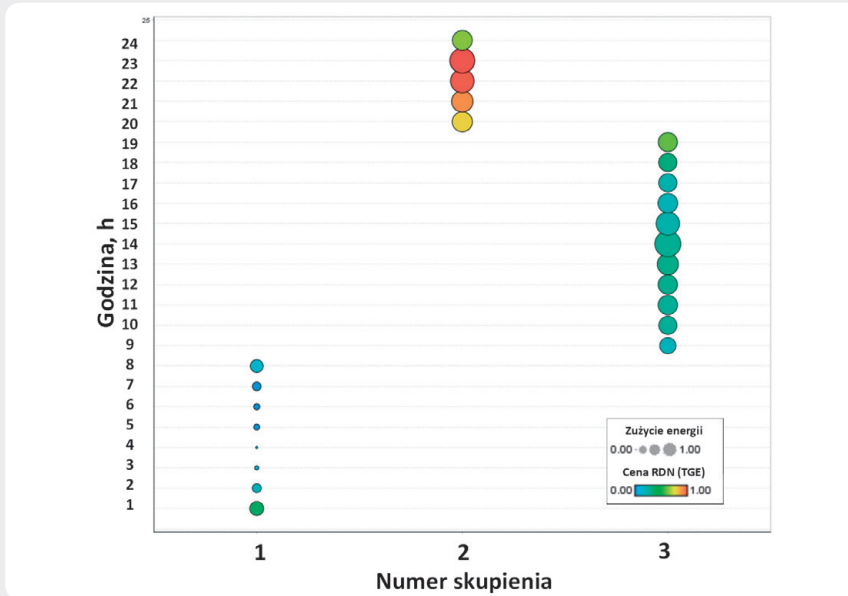
Nie powstała dotąd aplikacja taryf dynamicznych w Polsce. Wynika to zarówno z niewystarczającego opomiarowania systemu miernikami typu smart, jak i niewielkiej świadomości energetycznej użytkowników systemu. Istnieje wiele rodzajów taryf dynamicznych o różnym poziomie ryzyka oraz korzyści, zarówno dla sprzedawców energii elektrycznej, jak i jej konsumentów. Wybór oraz aplikacja taryf dynamicznych powinna być jednak dopasowana do stopnia rozwoju rynku energii elektrycznej w Polsce. Wyniki oraz zastosowana w niniejszym artykule metodyka mogą zostać wykorzystane do konstrukcji wielostrefowej taryfy dynamicznej (TOU lub TOD), która mogłaby stanowić modyfikację obecnie dostępnej taryfy dwustrefowej G12.

Analizy symulacyjne zostały wykonane dla charakterystycznych typów dni (dzień świąteczny oraz dzień roboczy) w okresie letnim oraz zimowym i zostały ograniczone do redefinicji stref czasowych dla grupy taryfowej G12 dla charakterystycznych okresów wielkości zapotrzebowania na energię elektryczną. Pozwala ona na oszacowanie pewnych trendów – zmienności danych wejściowych w okresie zimowym i stabilności wartości zmiennych dla okresu letniego. Przeprowadzona faza badań powinna być pierwszym etapem tworzenia wielostrefowej taryfy dynamicznej typu TOU. Istotne jest jednak to, by wdrożenie taryfy dynamicznej poprzedzono przeprowadzeniem bardziej szczegółowych badań określających definicję stref czasowych przy większej granulacji badanych przypadków, np. kwartalnie czy miesięcznie.

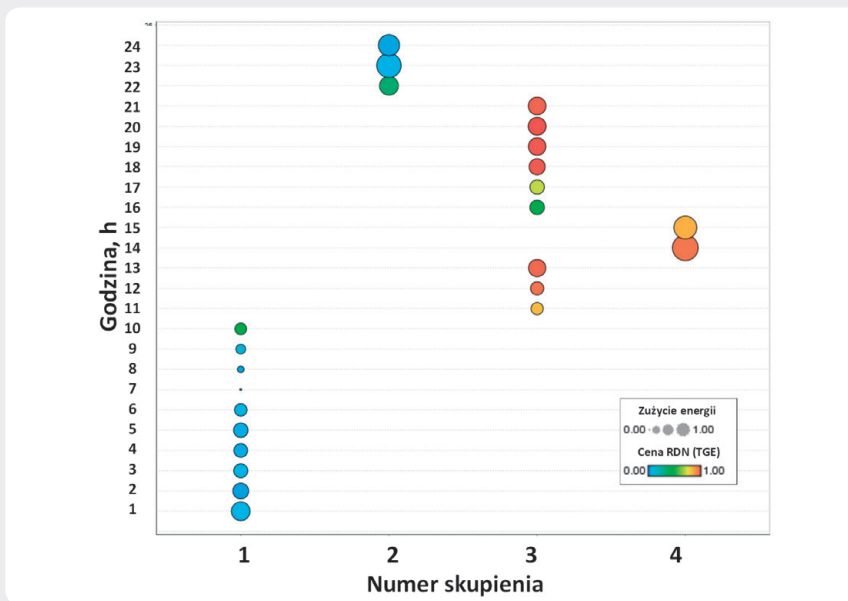
Zwiększenie liczby stref oraz zmienność stawek opłat przy udziale opomiarowania typu smart może w realny sposób wpłynąć na stymulację poboru energii elektrycznej przez gospodarstwa domowe [22]. Dlatego też istotne jest szerokie podejście do omawianego zagadnienia poprzez przeanalizowanie innych metod grupowania, wykonanie większej liczby symulacji lub przebadanie innych grup taryfowych, np. C12a czy C12b. Z rezultatów przeprowadzonej analizy wynika, że uzyskany podział stref czasowych cechuje się większą szczegółowością niż w taryfie G12. Wnioskuje się, że podział godzin dla taryfy dynamicznej, oferowanej gospodarstwom domowym, powinien cechować się tym samym poziomem stawek dla danej strefy. Najwyższy poziom opłat powinien być skorelowany ze strefami zawierającymi momenty występowania dobowego szczytowego zapotrzebowania, co wynika bezpośrednio z kształtowania się cen na rynku hurtowym. Warto zauważyć jednak, że pomimo tego samego przyporządkowania godzin dla wylosowanego profilu roboczego i świątecznego w lecie stawki opłat mogą – a nawet powinny – różnić się między strefami. Pomimo tego samego podziału skupienia różnią się względem poziomów cen energii elektrycznej na rynku hurtowym.

PL

DZIEŃ ŚWIĄTECZNY



Rys. 6. Wizualizacja skupień dla profilu letniego



Rys. 7. Wizualizacja skupień dla profilu zimowego

Numer skupienia		1	2	3	4
Typ dnia	Pora roku	Godziny doby			
Roboczy	Lato	1–8	20–24	<b>9–19</b>	–
	Zima	1–7	8, 22–24	9–12	<b>13–21</b>
Świąteczny	Lato	1–8	<b>20–24</b>	9–19	–
	Zima	1–10	22–24	<b>11–13, 16–21</b>	14–15

Tab. 3. Zestawienie przyporządkowanych godzin doby

Bibliografia

1. International Smart Grid Action Network, Dynamic Tariff Structures for Demand Side Management and Demand Response, India 2013.
2. Frontier Economics, Retail Tariff Model, A Report prepared for the AEMC, Australia 2012.
3. USAID INDIA, Smart Grids: An Approach to Dynamic Pricing in India, Partnership to Advance Clean Energy Deployment (PACE-D), Technical Assistance Program, India 2014.
4. Wniosek. Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady w sprawie wspólnych zasad rynku wewnętrznego energii elektrycznej, Bruksela 2017.
5. Europejski rynek energii elektrycznej – diagnoza, Polskie Sieci Elektroenergetyczne S.A., Warszawa, 2018.
6. Majka K., Systemy rozliczeń i taryfy w elektroenergetyce, Wydawnictwo Politechniki Lubelskiej, Lublin 2005.
7. Korab R., Ceny (i stawki) węzłowe – harmonizacja rozwiązań rynkowych z nowymi trendami rozwojowymi, Acta Energetica 2009, nr 2/2, s. 31–40.
8. Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej, Energa Operator, 2018.
9. Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej, Enea Operator, 2018.
10. Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej, Tauron Dystrybucja S.A., 2018.
11. Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej, Innogy Stoen Operator sp. z o.o., 2018.
12. Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej, PGE Dystrybucja S.A., 2018.
13. Rynek Dnia Następnego – Wyniki Notowań, TGE [online], <https://tge.pl/pl/541/wyniki-rdn> [dostęp: 12.02.2019].
14. Dane Instytutu Meteorologii i Gospodarki Wodnej [online], [https://dane.imgw.pl/data/dane\\_pomiarowo\\_obserwacyjne/dane\\_meteorologiczne/terminowe/synop/](https://dane.imgw.pl/data/dane_pomiarowo_obserwacyjne/dane_meteorologiczne/terminowe/synop/) [dostęp: 12.02.2019].
15. Dutta G., Mitra K., Dynamic Pricing of Electricity: A Survey of Related Research, Indian Institute of Management, Ahmedabad, India 2015.
16. Smartgrid Engagement Toolkit [online], [https://www.smartgrid-engagement-toolkit.eu/fileadmin/s3ctoolkit/user/guidelines/GUIDELINE\\_DESIGNING\\_A\\_DYNAMIC\\_TARIFF.pdf](https://www.smartgrid-engagement-toolkit.eu/fileadmin/s3ctoolkit/user/guidelines/GUIDELINE_DESIGNING_A_DYNAMIC_TARIFF.pdf) [dostęp: 12.02.2019].
17. StatSoft Polska [online], [www.statsoft.pl](http://www.statsoft.pl) [dostęp: 12.02.2019].
18. Wierzchoń S., Kłopotek S., Algorytmy analizy skupień, Wydawnictwo Naukowe PWN, Warszawa 2015.
19. Bezdek J.C., Pal N.R., Some new indexes of cluster validity, IEEE Transactions on Systems, Man, And Cybernetics 1998, Part B: Cybernetics, Vol. 28, Issue 3, s. 301–315.

PL

20. Davies D.L., Bouldin D.W., A Cluster Separation Measure, *IEEE Transactions on Pattern Analysis and Machine Intelligence* 1979, Vol. 1, Issue 2, s. 224–227.
21. Naukowiec [online], [http://www.naukowiec.org/wiedza/statystyka/wspolnioskowosc-zmiennych\\_objasniajacych\\_954.html](http://www.naukowiec.org/wiedza/statystyka/wspolnioskowosc-zmiennych_objasniajacych_954.html) [http://www.naukowiec.org/wiedza/statystyka/wspolnioskowosc-zmiennych\\_objasniajacych\\_954.html](http://www.naukowiec.org/wiedza/statystyka/wspolnioskowosc-zmiennych_objasniajacych_954.html) [dostęp: 23.05.2019].
22. Bojda K., Sołtysik M., Wpływ elektromobilności na rozwój gmin i klastrów energii przy wykorzystaniu możliwości stymulacji cennikowej, *Zeszyty Naukowe Instytutu Gospodarki Surowcami Mineralnymi i Energią Polskiej Akademii Nauk* 2018, nr 107, s. 119–134.

**Kinga Bojda**

mgr inż.

PSE Innowacje sp. z o.o.

e-mail: kinga.bojda@pse.pl

Analitik w Centrum Kompetencji Badania i Rozwój w PSE-Innowacje sp. z o.o. Absolwentka Wydziału Elektrycznego Politechniki Śląskiej o specjalizacji elektroenergetyka (2017) oraz studiów podyplomowych Data Scientist w Akademii WSB (2018). W pracy zawodowej zajmuje się tematyką funkcjonowania rynku energii elektrycznej i wpływu rozwoju elektromobilności na funkcjonowanie Krajowego Systemu Elektroenergetycznego. Jej główne zainteresowania zawodowe koncentrują się wokół kształtowania taryf dla energii elektrycznej oraz przetwarzania dużych zbiorów danych z wykorzystaniem uczenia maszynowego.

**Piotr Saługa**

dr hab. inż., prof. AGH

Akademia Górniczo-Hutnicza w Krakowie

e-mail: psaluga@zarz.agh.edu.pl

Profesor nadzwyczajny w Akademii Górniczo-Hutniczej w Krakowie. W badaniach naukowych porusza kwestie związane z aplikacją nowoczesnych metod analizy ryzyka do oceny ekonomicznej przedsięwzięć inwestycyjnych, zrównoważonego rozwoju gospodarki surowcami i energią czy implementacji rynku mocy w Polsce. Sekretarz zarządu Polskiego Stowarzyszenia Wyceny Złóż Kopalni. Autor i współautor wielu monografii oraz publikacji krajowych i zagranicznych.