

Model wyznaczania obciążeń oraz obliczania rozpiływów mocy w sieci terenowej średniego napięcia

Streszczenie: W artykule przedstawiono model wyznaczania obciążeń oraz obliczania rozpiływów mocy w sieci terenowej SN, którego zastosowanie nie wymaga obszernych danych wejściowych. Zaprezentowano charakterystykę odbiorców energii elektrycznej, którzy są zasilani z sieci terenowej niskiego i średniego napięcia wraz z krótką informacją na temat tych sieci. Omówiono metody mające zastosowanie do wyznaczania prognozy średnioterminowej obciążenia terenowych stacji transformatorowych SN/nn. Działanie modelu zobrazowano poprzez przykład obliczeniowy rocznych obciążeń wybranych terenowych stacji wraz z symulacją rozpiływów w latach 2012-2019. Przeprowadzono analizę otrzymanych wyników obliczeń z danymi rzeczywistymi.

Abstract: The article presents a model for determining loads and calculating power flows in the MV rural distribution network, the use of which does not require extensive input data. It presents the characteristics of electricity consumers, supplied from LV and MV rural distribution network, along with a brief information on these networks. The methods used to determine the medium-term load forecast of MV/LV rural stations were discussed. The model functionality was illustrated by a calculation example of the annual loads of selected rural stations, along with the flow simulation in 2012-2019. The comparative analysis was made based on actual data. (Model of load determination and power flows calculation in the medium voltage rural distribution network)

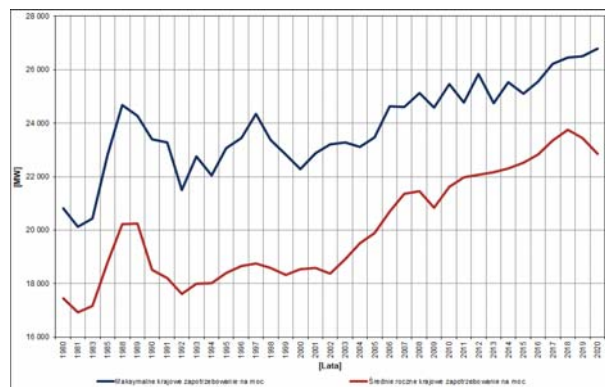
Słowa kluczowe: sieci dystrybucyjne średniego napięcia, sieć terenowa, obciążenia stacji SN/nn, rozpiływ mocy, prognozowanie obciążeń.
Key words: middle voltage distribution networks, rural network, MV/LV stations loads, power flow, loads forecasting.

Wstęp

Sieci elektroenergetyczne średniego napięcia w Polsce to łącznie 304 335 km linii, 262 989 stacji SN, 260 074 transformatorów o łącznej mocy równej 51 853 MVA. Sieci te stanowią 38% długości wszystkich linii, 99% liczby stacji i transformatorów oraz 29% mocy transformatorów w Polsce [2]. Znaczną część tych sieci (ok. 75% długości linii oraz 70% liczby stacji) stanowią sieci terenowe [7], które zasilają ok. 66% powierzchni i zaopatrują w energię elektryczną ok. 39% mieszkańców.

Sieci terenowe zasilają gospodarstwa domowe na terenach wsi i małych miast oraz gospodarstwa rolne. Wzrost odbiorców energii elektrycznej w gospodarstwach domowych oraz postępujący proces mechanizacji i automatyzacji produkcji rolnej powoduje systematyczny wzrost obciążeń szczytowych w sieciach terenowych.

Mając na uwadze rosnące zapotrzebowanie na energię elektryczną (rys. 1), przy projektowaniu i modernizacji sieci kluczowym aspektem staje się znajomość obciążeń szczytowych oraz rozpiływów mocy w sieci. Jest to zadanie trudne, zwłaszcza w sieciach niskiego napięcia wobec ograniczonych możliwości wykonywania pomiarów mocy w tych sieciach, ale niezbędne z punktu widzenia racjonalnego użytkowania sieci elektroenergetycznych i kapitału zaangażowanego w ich budowę.



Rys. 1 Średnie roczne krajowe zapotrzebowanie na moc oraz zapotrzebowanie maksymalne w dobowych szczytach obciążenia dni roboczych w latach 1980-2020

Celem badań było opracowanie modelu wyznaczania obciążeń szczytowych stacji transformatorowych SN/nn i rozpiływów mocy w sieciach terenowych.

Model opracowano na podstawie danych o rocznym zużyciu energii elektrycznej przez odbiorców stacji SN/nn na terenach wiejskich jednego z krajowych Operatorów Systemu Dystrybucyjnego. Okres analizy obejmował lata 2012-2019 [5], [8].

Analiza metod prognozowania obciążeń stacji SN/nn

Prognozowanie obciążeń jest zadaniem trudnym obarczonym znacznym ryzykiem błędu. Związane jest to głównie z faktem, że zużycie energii elektrycznej w znacznej mierze uzależnione jest od czynników pozaenergetycznych takich jak: wzrost gospodarczy, koniunktura, pogoda itp. W literaturze [3], [5], [6], [9], [10], [11], [12], [14] można znaleźć opisy i przykłady metod prognozowania obciążeń, jednak z punktu widzenia terenowych stacji transformatorowych SN/nn do najczęściej stosowanych metod należą: metoda Prigogine'a, metoda regresji liniowej, metoda naiwna, metoda trendu pelzającego oraz metoda Holta.

Dotychczasowa praktyka pokazuje, że do celów planowania rozwoju sieci OSD częściej i chętniej wykorzystują metody tańsze, nawet kosztem pewnego obniżenia wiarygodności prognoz. Z tego względu do prognozowania obciążeń szczególnie chętnie wykorzystywane są metody regresji, zwłaszcza liniowej oraz metody oparte na znajomości czasu użytkowania mocy szczytowej [1], [6], [10].

W metodzie regresji liniowej najczęściej wykorzystywanymi wskaźnikami są: energia roczna (A_r), moc szczytowa (P_{rs}) oraz roczny czas użytkowania mocy szczytowej (T_{rs}). Wyznaczenie obciążenia szczytowego polega wówczas na określaniu tego obciążenia na podstawie znajomości rocznego zużycia energii elektrycznej A_r i wartości rocznego czasu użytkowania mocy szczytowej T_{rs} z zależności:

$$(1) \quad P_{rs} = \frac{A_r}{T_{rs}}$$

Kluczowe jest jednak właściwe oszacowanie wartości T_{rs} , która z czasem rośnie wraz ze zwiększeniem się gęstości powierzchniowej obciążeń [4], [5]. Z badań wynika, że średni czas użytkowania mocy szczytowej na obszarach wiejskich wynosi obecnie ok. 3400 godzin, przy współczynniku zmienności 0,19. Średni błąd prognozy wygasa, wyliczonej zgodnie z zależnością (1) i przy przyjęciu $T_{rs}=3500$ h, kształtuje się na poziomie 10% co z punktu widzenia celu jakiego ma służyć, pozwala uznać taką prognozę za akceptowalną [5], [6], [10].

Model wyznaczania rocznego obciążenia szczytowego stacji transformatorowych SN/nn zbudowano jako funkcję rocznego zużycia energii elektrycznej przez odbiorców zasilanych z danej stacji.

Podczas pomiarów wielkości A_r i P_{rs} spotykamy się z sytuacją, że te dwie mierzone wielkości związane są ze sobą równaniem liniowym $y = ax + b$. Wykonując pomiary tych wielkości $x = A_r$, $y = P_{rs}$ uzyskujemy pary liczb (x_i, y_i) i naszym zadaniem jest znaleźć równanie linii prostej (tzn. parametry $\bar{a}$ i $\bar{b}$ w równaniu prostej) najlepiej „pasującej” do nich. Równanie to będzie miało postać

$$(2) \quad y = \bar{a}x + \bar{b}$$

a „dopasowanie” zgodnie z metodą najmniejszych kwadratów oznacza, że:

$$(3) \quad \sum_{i=1}^n (y_i - \bar{a}x_i - \bar{b})^2 = \min$$

gdzie: $\bar{a}, \bar{b}$ są empirycznymi współczynnikami regresji liniowej.

Kryterium tego, że nasze punkty pomiarowe (x_i, y_i) potwierdzają liniową zależność pomiędzy wielkościami x , y stanowi wartość tzw. współczynnika korelacji R . W dokonanych pomiarach wielkości elektrycznych wartość współczynnika korelacji R jest zwykle większe od 0,90.

Przy prognozowaniu obciążeń stacji SN/nn stosuje się metodę ekstrapolacji trendu [4]. Model funkcji trendu jest następujący:

$$(4) \quad A_t = a \cdot \exp[f(t)]$$

gdzie: A_t – globalne zapotrzebowanie na energię w roku t , α – parametr funkcji aproksymującej, $f(t)$ – funkcja związana z jednostkowym zapotrzebowaniem energii na mieszkańca.

W tabeli 1 przedstawia się funkcje prezentujące najczęściej spotykane trendy przy wyznaczaniu prognoz obciążeń stacji transformatorowych SN/nn.

Jakość opracowanej prognozy obciążenia zależy od doboru najbardziej odpowiedniej funkcji ekstrapolacyjnej. Metoda ta daje dobre wyniki w prognozach krótkoterminowych, a w przypadku innych jest zaliczana do przybliżonych.

Analiza pozyskanych danych

Do celów przeprowadzenia prognozowania dla poszczególnych terenowych stacji transformatorowych SN/nn pozyskano dane na temat rocznego zużycia energii elektrycznej w latach 2012-2019 z odczytów liczników energii elektrycznej po stronie wtórnej transformatorów dystrybucyjnych. W tabeli 2 przedstawiono dane jakie zostały pozyskane od jednego z krajowych OSD.

Tabela 1 Funkcje ekstrapolujące trend [1], [5], [10]

Lp.	Stwierdzona prawidłowość rozwoju względną f	Funkcja ekstrapolująca trend
1.	$f = a(\text{const}), a)0$ Przyrost f jest wartością stałą	$y = AB^t$ A i B – współczynniki obliczone wg metody najmniejszych kwadratów, na podstawie okresu statystycznego; A=7,840, B=1,1003
2.	$f = a - by, a)0, b)0$ Przyrost f zmniejsza się liniowo, osiągając zero na poziomie $y = \frac{a}{b} = c$	$y = \frac{C}{1 + C^{At+B}}$ Przyjmuje się: A = -013049, B = 2,529, C = 93,65
3.	$f = a + b \cdot y^{-1}, a)0, b)0$ Przebiegi f dodatnie, zmniejszające się wklęsłe, dążące do granicy $f=a$	$y = A \cdot B^t + C, A)0, B)1$ Przyjmuje się: A = 15,768, B = 1,068, C = -9,050

Na podstawie danych zawartych w tabeli 2 przeprowadzono estymację prognozy obciążeń szczytowych terenowych stacji transformatorowych SN/nn w latach 2020-2024 przy użyciu modelu wykorzystującego metodę regresji liniowej.

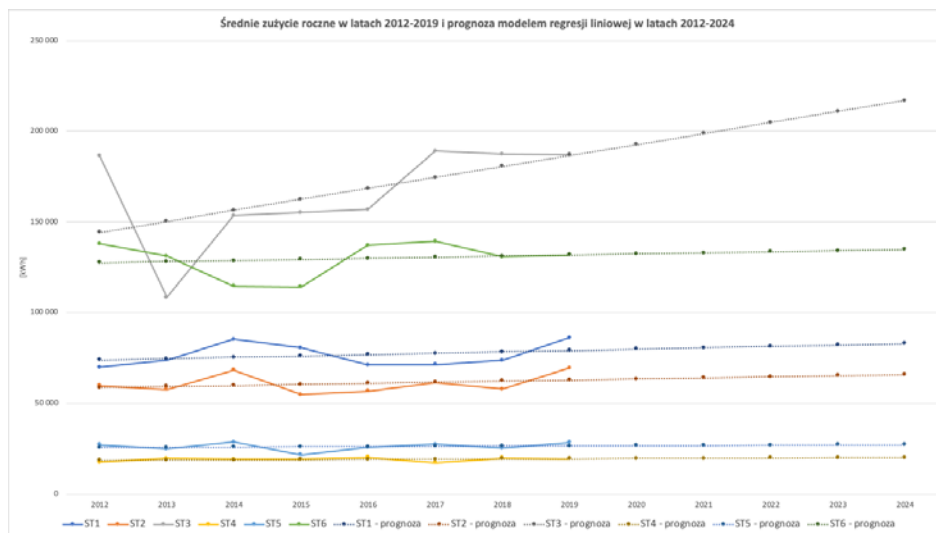
Porównanie rocznych obciążeń stacji transformatorowych w latach 2012-2019 wraz z prognozą wykonaną opracowanym modelem dla lat 2012-2024 przedstawiono na rys. 2.

Zgodnie z wyżej opisaną metodą wyliczono roczne zużycie energii elektrycznej w obrębie stacji transformatorowej. Za pomocą metody wyznaczania obciążenia szczytowego [3], [5], [6] dokonano oszacowania obciążenia szczytowego w latach 2012-2024. W tym celu niezbędne jest określenie wartości czasu użytkowania mocy szczytowej odniesionego do jednego pełnego roku.

W celu wyznaczenia tej wartości przeanalizowano kształt średniej dobowej krzywej obciążenia dla odbiorców taryfy G11 i G12 [5], [8], [12]. Przy założeniu, że obciążenie szczytowe znajduje się pomiędzy maksymalnym średnim zapotrzebowaniem na energię elektryczną, a wartością stanowiącą 85% tego maksimum, stwierdzono, że przybliżony dzienny czas użytkowania mocy szczytowej oscyluje w okolicach do 6 godzin. W przeliczeniu na roczną wartość daje to czas równy $T_{rs} = 2190$.

Tabela 2 Informacje o zużyciu energii elektrycznej w latach 2012-2019 w stacjach transformatorowych Sn/nn ST1 - ST6

Lp.	Stacja	Moc [kVA]	Zużycie energii elektrycznej w stacjach transformatorowych A_r [kWh]							
			2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
1	ST1	40	69 804	73 998	85 379	80 576	71 164	71 404	73 835	86 259
2	ST2	63	59 725	57 667	68 447	54 833	56 689	61 486	57 951	69 453
3	ST3	100	186 440	108 480	153 480	155 120	156 858	189 038	187 410	187 251
4	ST4	100	17 455	19 675	19 198	19 361	20 360	17 432	19 859	19 427
5	ST5	40	27 165	24 892	28 612	21 580	25 751	27 380	25 199	28 485
6	ST6	63	138 019	131 095	114 712	114 297	137 121	139 242	130 724	131 877



Rys. 2 Roczne zużycie energii elektrycznej w latach 2012-2019 i prognoza w latach 2012-2025 dla wybranych stacji

Model wyznaczania obciążeń przy użyciu metody regresji liniowej

Metoda regresji liniowej pozwala powiązać ze sobą dwie wielkości, które niekoniecznie zależą od siebie w życiu codziennym. Z uwagi na dostępne dane, poziom rocznego zużycia energii dla stacji uzależniono od czasu – w tym przypadku od kolejnych lat. Do obliczeń wykorzystano narzędzie **REGLINP** znajdujące się w programie MS Excel. Za jego pomocą zostały obliczone współczynniki A i B funkcji liniowej, która odzwierciedla trend liniowy dla wybranych danych. Funkcja ta wykorzystuje metodę najmniejszych kwadratów w celu obliczenia linii prostej najlepiej dopasowanej do danych. Wówczas wzór na wartość prognozowanego rocznego zużycia energii elektrycznej przyjmuje postać:

$$(5) \quad A^*_{rs} = A \cdot t + B$$

Następnie dokonano przeliczenia rocznego zużycia na prognozowane roczne obciążenie szczytowe P^*_{rs} zgodnie z zależnością (1).

Dla przygotowanych danych za pomocą metody wyznaczania obciążenia szczytowego przeprowadzono prognozę wygasłą w celu oceny metody dla poszczególnych stacji transformatorowych SN/nn. Względny błąd prognozy *ex post* y_t^* został obliczony zgodnie z równaniem:

$$(6) \quad y_t^* = \frac{P_{rs} - P^*_{rs}}{P_{rs}} \cdot 100\%$$

gdzie: P_{rs} – rzeczywista wartość obciążenia, P^*_{rs} – prognozowana wartość obciążenia.

Średni bezwzględny błąd procentowy *MAPE* obliczono zgodnie z zależnością:

$$(7) \quad MAPE = \frac{1}{n} \sum y_t^*$$

gdzie: n - liczba prognoz P^*_{rs} .

Wyniki prognoz wraz z wartościami błędu *MAPE* oraz współczynnikiem korelacji *R* zaprezentowano porównawczo dla prognoz wg danych 2012-2019 i 2007-2014 w Tabeli 3.

Tabela 3 Wyniki prognoz obciążenia dla opracowanego modelu

Stacja	Rok t	Prs [kW]	Prognoza P^*_{rs} [kW]		MAPE	R
			2012-2019	2007-2014		
ST1	1	2	3	4	5	6
	2012	31,87	33,76	35,26	2012-2019 6,92%	2012-2019 0,276
	2013	33,79	34,10	35,08		
	2014	38,99	34,44	34,90	2007-2014 7,17%	2007-2014 -0,279
	2015	36,79	34,78	34,72		
	2016	32,49	35,13	34,54		
	2017	32,6	35,47	34,36		
	2018	33,71	35,81	34,18		
	2019	39,39	36,15	34,00		
	2020		36,50			
	2021		36,84			
	2022		37,18			
	2023		37,53			
	2024		37,87			
ST2	2012	27,27	26,79	26,96	2012-2019 6,55%	2012-2019 0,269
	2013	26,33	27,07	28,25		
	2014	31,25	27,34	29,55	2007-2014 15,63%	2007-2014 0,272
	2015	25,04	27,62	30,84		
	2016	25,89	27,89	32,14		
	2017	28,08	28,17	33,43		
	2018	26,46	28,44	34,73		
	2019	31,71	28,71	36,02		
	2020		28,99			
	2021		29,26			
	2022		29,54			
	2023		29,81			
	2024		30,09			
ST3	2012	85,13	65,90	61,90	2012-2019 10,86%	2012-2019 0,528
	2013	49,53	68,66	65,14		
	2014	70,08	71,43	68,38	2007-2014 10,30%	2007-2014 0,528
	2015	70,83	74,19	71,61		
	2016	71,62	76,96	74,85		
	2017	86,32	79,72	78,09		
	2018	85,58	82,49	81,33		
	2019	85,5	85,25	84,57		
	2020		88,02			
	2021		90,79			
	2022		93,55			
	2023		96,32			
	2024		99,08			
ST4	2012	7,97	8,52	8,56	2012-2019 4,25%	2012-2019 0,293
	2013	8,98	8,58	8,53		
	2014	8,77	8,63	8,51	2007-2014 5,92%	2007-2014 -0,269
	2015	8,84	8,69	8,48		
	2016	9,30	8,75	8,45		
	2017	7,96	8,80	8,42		
	2018	9,07	8,86	8,40		
	2019	8,87	8,92	8,37		
	2020		8,97			
	2021		9,03			
	2022		9,09			
	2023		9,14			

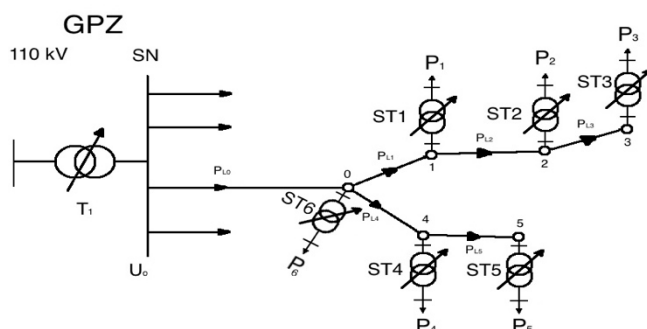
Stacja	Rok t	Prs [kW]	Prognoza P*rs [kW]		MAPE	R
			2012-2019	2007-2014		
1	2	3	4	5	6	7
	2024		9,20			
ST5	2012	12,4	11,72	11,68	2012-2019 7,05%	2012-2019 0,146
	2013	11,37	11,78	12,29		
	2014	13,06	11,84	12,90		
	2015	9,85	11,90	13,50		
	2016	11,76	11,96	14,11		
	2017	12,5	12,02	14,72	2007-2014 18,19%	2007-2014 0,144
	2018	11,51	12,09	15,33		
	2019	13,01	12,15	15,93		
	2020		12,21			
	2021		12,27			
	2022		12,33			
	2023		12,39			
	2024		12,45			
ST6	2012	63,02	58,21	56,93	2012-2019 5,90%	2012-2019 0,152
	2013	59,86	58,49	59,10		
	2014	52,38	58,77	61,26		
	2015	52,19	59,05	63,43		
	2016	62,61	59,33	65,60		
	2017	63,58	59,61	67,77	2007-2014 12,21%	2007-2014 0,153
	2018	59,69	59,90	69,93		
	2019	60,22	60,18	72,10		
	2020		60,46			
	2021		60,74			
	2022		61,02			
	2023		61,30			
	2024		61,58			

Obliczenie rozpyłów mocy

Model obliczania rozpyłów mocy zbudowano w oparciu o najbardziej rozpowszechnioną w sieciach terenowych metodę współczynnika jednoczesności [7]. Na bazie wyników prognoz obciążenia stacji ST1-ST6 dla sieci zobrazonej na rys. 3 dokonano obliczenia rozpyłów mocy czynnej, biernej i pozornej oraz prądów. Wyniki prognozowanych obciążeń prądowych sieci testowej przedstawiono w tabeli 4.

Tabela 4 Wyniki obliczenia rozpyłów

Łuki sieci	Prognozowane obciążenie prądowe [A]				
	2020	2021	2022	2023	2024
Linia L0	6,95	7,06	7,16	7,27	7,37
Linia L1	5,28	5,39	5,51	5,62	5,73
Linia L2	4,17	4,28	4,38	4,49	4,60
Linia L3	3,28	3,39	3,49	3,59	3,70
Linia L4	0,76	0,77	0,77	0,78	0,78
Linia L5	0,46	0,46	0,46	0,46	0,46
Linia L6	2,26	2,27	2,28	2,29	2,30



Rys. 3 Schemat sieci testowej

Podsumowanie

Opracowany model oparty na metodzie regresji liniowej jest odpowiedni do prognozowania obciążenia stacji transformatorowych SN/nn na terenach wiejskich. Pomimo

swojej prostoty model charakteryzuje się akceptowalnym poziomem błędu prognozy wygastej, który jedynie w przypadku ST3 przekroczył 10%. Jest to efekt anomalii w posiadanych danych, która pogarsza jakość prognozy. Poprawę trafności prognozy wygastej można osiągnąć poprzez analizę danych na przestrzeni lat, w celu uwzględnienia jedynie okresu, który najlepiej odwzorowuje teraźniejszą sytuację. Należy jednak zwrócić uwagę, że za pomocą tej metody dobre wyniki otrzymuje się przy ilości danych historycznych większej lub równej od czasu przeprowadzanej prognozy. Pomimo, że przy zastosowaniu metody Prigogine'a można osiągnąć bardziej precyzyjne prognozy, opracowany model, z uwagi na swoją prostotę, wydaje się być najlepszym rozwiązaniem do celów planowania rozwoju sieci terenowych do 5 lat w przód.

Autorzy: dr hab. inż. Jerzy Marzecki, prof. PW, Politechnika Warszawska, Instytut Elektroenergetyki, ul. Koszykowa 75, 00-662 Warszawa, E-mail: jerzy.marzecki@ien.pw.edu.pl; mgr inż. Mariusz Drab, Politechnika Warszawska, Instytut Elektroenergetyki, ul. Koszykowa 75, 00-662 Warszawa, E-mail: mariusz.drab@ien.pw.edu.pl, mariusz.drab@emca.pl

LITERATURA

- [1]. Dudek G.: Przetwarzanie danych w opartych na podobieństwie metodach prognozowania przebiegów dobowych zapotrzebowania na moc elektryczną, *Przegląd Elektrotechniczny*, R. 82, nr 9, s. 15-19, (2006).
- [2]. Energetyka przesyłowa i dystrybucyjna, Raport PTPIREE, Poznań, sierpień 2021.
- [3]. Hyndman R.J., Khandakar Y.: Automatic Time Series Forecasting: The Forecast Package for R. *Journal of Statistical Software*, Vol. 27, issue 3, Warszawa, (2008).
- [4]. Marzecki J.: Optymalizacja i modernizacja elektroenergetycznych sieci terenowych, *Wydawnictwo Instytutu Technologii Eksploatacji*, Warszawa, (2007).
- [5]. Marzecki J.: Metody prognozowania obciążeń terenowych stacji SN/nn, *Przegląd Elektrotechniczny*, R. 93, nr 4, s. 26-29 (2017).
- [6]. Marzecki J., Saganek D.: Modelowanie obciążeń szczytowych w wiejskich sieciach elektroenergetycznych, *Przegląd Elektrotechniczny*, R. 86, nr 12, str. 239-242, (2010).
- [7]. Marzecki J., Drab M.: Obciążenia i rozpyły mocy w sieci terenowej średniego napięcia – problemy wybrane, *Przegląd Elektrotechniczny*, R. 91, nr 2, s. 192-195 (2015).
- [8]. Olczyk P.: Prognozowanie obciążeń terenowych stacji transformatorowych SN/nn, praca niepublikowana, Warszawa, (2015).
- [9]. Parol M., Piotrowski P.: Metoda prognozowania wieloletniego rocznego zapotrzebowania na energię elektryczną w spółkach dystrybucyjnych, *Przegląd Elektrotechniczny*, R. 86, nr 8, s. 182-186 (2010).
- [10]. Piotrowski P.: Prognozowanie w elektroenergetyce w różnych horyzontach czasowych, *Ofcyna Wydawnicza Politechniki Warszawskiej* Warszawa, (2013).
- [11]. Piotrowski P., Marzecki M.: Ekspert kontra klasyczne metody prognostyczne w zadaniu prognozowania rocznego zapotrzebowania na energię elektryczną terenowych stacji transformatorowych SN/nn, *Przegląd Elektrotechniczny*, R. 93, nr 4, s. 82-85 (2017).
- [12]. Tomczykowski J., Zachowania odbiorców. Grupa taryfowa G, *Energia elektryczna*, luty, (2013).
- [13]. Trojanowska M.: Wykorzystanie teorii chaosu zdefiniowanego w prognozowaniu krokowym rocznego zużycia energii elektrycznej przez odbiorców wiejskich, *Infrastruktura i ekologia terenów wiejskich*, PAN, Nr 2/2005.
- [14]. Xiao B., Guo P., Mu G., Yan G., Li Ping, Cheng H., Li J., Bai Y.: A Spatial Load Forecasting Method Based on the Theory of Clustering Analysis, *Physics Procedia* 24 (2012) 176-183.