

doi:10.15199/48.2020.03.06

## Bezpieczeństwo pracy krajowych sieci dystrybucyjnych

**Streszczenie.** W artykule przedstawiono wybrane aspekty bezpieczeństwa pracy krajowych sieci dystrybucyjnych. Przedstawiono charakterystykę krajowych sieci dystrybucyjnych. Omówiono wskaźniki stosowane do oceny stanu sieci dystrybucyjnej. Przedstawiono analizę wskaźników SAIDI, SAIFI i MAIFI dla sieci dystrybucyjnej krajowych operatorów systemów dystrybucyjnych. Określono poziom bezpieczeństwa pracy krajowych sieci dystrybucyjnych, zdefiniowano jego zagrożenia i określono katalog niezbędnych działań w celu jego poprawy.

**Abstract.** In this paper, some selected aspects of operation security of national distribution grids are presented. Profile of national distribution grids is shown. Indicators used for state assessment of distribution grid are described. The analysis of SAIDI, SAIFI and MAIFI indicators for distribution grid of national distribution system operators is performed. The level of operation security of national distribution grids is discussed, some threats are defined and the catalogue of essential actions for their assurance is proposed. **(Operation security of national distribution grids).**

**Słowa kluczowe:** sieć dystrybucyjna, bezpieczeństwo pracy, niezawodność zasilania, ciągłość zasilania.

**Keywords:** distribution grid, operation security, supply reliability, supply continuity.

### Wprowadzenie

Bezpieczeństwo dostaw energii elektrycznej ma kluczowe znaczenie dla funkcjonowania gospodarki krajowej i dlatego stanowi jeden z podstawowych celów polityki energetycznej państwa. Jego poziom zależy od wielu różnorodnych czynników i okoliczności, przy czym jednym z najważniejszych jest stan techniczny infrastruktury elektroenergetycznej w obszarze: wytwarzania, przesyłu i dystrybucji i jej właściwe bezpieczne funkcjonowanie.

W artykule przedstawiono wybrane aspekty bezpieczeństwa pracy krajowych sieci dystrybucyjnych w oparciu o dostępne aktualne dane, obejmujące lata do 2018 r. włącznie.

### Krajowa sieć dystrybucyjna

Krajowe sieci dystrybucyjne służą do rozdziału i dystrybucji energii elektrycznej i obejmują sieć dystrybucyjną (tzw. wstępnego rozdziału) 110 kV oraz sieć dystrybucyjną (rozdzielczą) SN (6, 10, 15, 20 i 30 kV) i sieć nn (0,4 kV). W jej skład wchodzi zarówno linie napowietrzne i kablowe jak i stacje elektroenergetyczne.

Obecnie krajowe sieci dystrybucyjne to 33757 km linii i 1537 stacji elektroenergetycznych 110 kV, 311604 km linii i 261169 stacji elektroenergetycznych SN oraz 470142 km linii niskiego napięcia [1]. W stacjach 110 kV jest użytkowanych 2791 transformatorów 110 kV/SN, natomiast w stacjach SN - 261079 transformatorów SN/nn i 1179 transformatorów SN/SN [1].

Nadzór nad krajowymi sieciami dystrybucyjnymi pełnią przedsiębiorstwa energetyczne, operatorzy systemów dystrybucyjnych (w skrócie OSD). W kraju najważniejszymi i największymi spółkami dystrybucyjnymi są obecnie: PGE Dystrybucja S.A., TAURON Dystrybucja S.A., ENERGA-Operator S.A., ENEA Operator Sp. z o.o., oraz innogy Stoen Operator Sp. z o.o. (dawniej RWE Stoen Operator Sp. z o.o.) [2]. Obszary ich działania na których zlokalizowane są będące ich własnością sieci dystrybucyjne przedstawiono na rys. 1, a charakterystykę w tabeli 1.



Rys. 1. Obszary działania Operatorów Systemów Dystrybucyjnych [3]

Tabela 1. Charakterystyka największych krajowych operatorów systemów dystrybucyjnych na dzień 1.01.2017 [4]

	Obszar działalności [tys. km <sup>2</sup> ]	Liczba klientów [tys.]	Długość linii [km]	Liczba stacji [szt.]
PGE Dystrybucja S.A.	122,43	5 307,05	WN – 10 176 (0,3%)* SN – 110 801 (17,6%)* nn – 238 411 (25,7%)*	WN/SN - 457 SN/SN - 122 SN/nn – 91 835
TAURON Dystrybucja S.A.	57,07	5 372,95	WN – 11 084 (1,1%)* SN – 64 014 (36,5%)* nn – 108 755 (34,1%)*	WN/SN - 483 SN/SN - 224 SN/nn – 58 325
ENEA Operator Sp. z o.o.	58,21	2 520,17	WN – 5 195 (0,4%)* SN – 45 650 (25,8%)* nn – 52 287 (47,8%)*	WN/SN – 241 SN/SN - 376 SN/nn – 37 011
ENERGA-Operator S.A.	74,85	2 992,42	WN – 6 427 (0,6%)* SN – 68 033 (18,6%)* nn – 87 785 (35,3%)*	WN/SN – 286 SN/SN - 112 SN/nn – 59 687
innogy Stoen Operator Sp. z o.o.	0,51	997,45	WN – 497 (23,5%)* SN – 7 623 (96,2%)* nn – 8 959 (76,0%)*	WN/SN – 40 SN/SN - 43 SN/nn – 6 378

\* udział linii kablowych

W przypadku pierwszych czterech OSD z sieci dystrybucyjnych SN i nn zasilani są odbiorcy charakterystyczni zarówno dla obszarów miejskich, wiejskich, jak i przemysłowych. Natomiast innogy Stoen Operator Sp. z o.o. funkcjonuje głównie na obszarze miasta stołecznego Warszawy i zasilają ze swojej sieci SN i nn odbiorców miejskich i przemysłowych. Trudno jest jednak określić udział procentowy poszczególnych rodzajów odbiorców ze względu na brak informacji w tym zakresie.

### Wskaźniki przerw w dostawie energii

Bezpieczeństwo pracy krajowych sieci dystrybucyjnych zależy w znacznym stopniu od stanu sieci dystrybucyjnej. Przy ocenie jej stanu bardzo pomocne są wskaźniki czasu trwania przerw w dostarczaniu energii elektrycznej za dany rok.

Rodzaje przerw w dostarczaniu energii zostały określone w rozporządzeniu [5]. Przerwy w dostarczaniu energii elektrycznej dzieli się na: planowe i nieplanowe (awaryjne). Te pierwsze wynikają z programu prac eksploatacyjnych sieci elektroenergetycznej, a te drugie spowodowane są wystąpieniem awarii w sieci elektroenergetycznej [3]. Przy czym przerwa planowa, o której odbiorca nie został powiadomiony przynajmniej z pięciodniowym wyprzedzeniem w formie określonej w rozporządzeniu [5] jest traktowana jako przerwa nieplanowa.

W zależności od czasu trwania wyróżnia się przerwy: przemijające (trwające nie dłużej niż 1 sekundę), krótkie (trwające dłużej niż 1 sekundę i nie dłużej niż 3 minuty), długie (trwające dłużej niż 3 minuty i nie dłużej niż 12 godzin), bardzo długie (trwające dłużej niż 12 godzin i nie dłużej niż 24 godziny) i katastrofalne (trwające dłużej niż 24 godziny) [5].

Operator systemu dystrybucyjnego podaje następujące wskaźniki dotyczące czasu trwania przerw w dostarczaniu energii elektrycznej wyznaczone oddzielnie dla przerw planowych, nieplanowych i katastrofalnych (z przerwami katastrofalnymi):

- wskaźnik przeciętnego systemowego czasu trwania przerwy długiej i bardzo długiej (SAIDI /ang. System Average Interruption Duration Index/), stanowiący sumę iloczynów czasu jej trwania i liczby odbiorców narażonych na skutki tej przerwy w ciągu roku, podzieloną przez łączną liczbę obsługiwanych odbiorców,
- wskaźnik przeciętnej systemowej częstości przerw długich i bardzo długich (SAIFI /ang. System Average Interruption Frequency Index/), stanowiący liczbę wszystkich tych przerw w ciągu roku, podzieloną przez łączną liczbę obsługiwanych odbiorców,
- wskaźnik przeciętnej częstości przerw krótkich (MAIFI ang. Momentary Average Interruption Frequency Index/), stanowiący liczbę wszystkich przerw krótkich w ciągu roku, podzieloną przez łączną liczbę obsługiwanych odbiorców [3].

Wartości przeciętnych systemowych przerw w zasilaniu odbiorców w latach 2013–2018 przedstawiono w tabeli 2.

Wartość wskaźników SAIDI dla przerw planowych ulega sukcesywnie poprawie, przy czym skala tej poprawy jest największa dla spółek PGE Dystrybucja S.A., TAURON Dystrybucja S.A. i ENEA Operator Sp.z.o.o., a najmniejsza dla spółki ENERGA-Operator S.A. Podobnie sytuacja wygląda w odniesieniu do wskaźników SAIDI dla przerw nieplanowych i SAIDI dla przerw katastrofalnych z uwzględnieniem przerw katastrofalnych. Wyjątkiem były lata 2015 i 2017 w których zanotowano wzrost tych wskaźników. Miało to związek z nasileniem w tych latach ekstremalnych warunków pogodowych takich jak: śnieżyce, opady mokrego śniegu, orkany, wichury, nawałnice i burze z

wylądowaniami. Zdecydowanie najmniejsze wartości wskaźnika SAIDI występują dla innogy Stoen Operator Sp. z o.o. Poziom ten w 2018 r. wynosił odpowiednio 11,44 min/odb. dla przerw planowych, 54,94 min/odb. i 56,19 min/odb. dla przerw nieplanowych i katastrofalnych z przerwami katastrofalnymi. Dla pozostałych operatorów są to wartości znacznie większe.

Wartość wskaźników SAIFI dla przerw planowych, podobnie jak analogicznych wskaźników SAIDI, ulega sukcesywnie poprawie. Podobnie sytuacja wygląda w odniesieniu do wskaźników SAIFI dla przerw nieplanowych i SAIFI dla przerw katastrofalnych z uwzględnieniem przerw katastrofalnych. Wyjątkiem były lata 2015 i 2017 w których zanotowano wzrost tych wskaźników. Miało to związek z nasileniem w tych latach wspomnianych ekstremalnych warunków pogodowych. Zdecydowanie najmniejsze wartości wskaźnika SAIFI występują dla innogy Stoen Operator Sp. z o.o. Poziom ten w 2018 r. wynosił odpowiednio 0,15 szt./odb. dla przerw planowych, 0,94 szt./odb. i 0,94 szt./odb. dla przerw nieplanowych i katastrofalnych. Dla pozostałych operatorów są to wartości znacznie większe.

Wartość wskaźnika przeciętnej częstości przerw krótkich (MAIFI) w stosunku do 2013 r. wzrosła dla wszystkich analizowanych operatorów systemów dystrybucyjnych. Zdecydowanie najmniejsze wartości wskaźnika MAIFI występują dla innogy Stoen Operator Sp. z o.o. Poziom ten w 2018 r. wynosił odpowiednio 0,55 szt./odb. Dla pozostałych operatorów są to wartości znacznie większe.

### Bezpieczeństwo pracy krajowych sieci dystrybucyjnych

Obok wspomnianych wskaźników czasu trwania przerw w dostarczaniu energii elektrycznej za dany rok przy ocenie stanu sieci dystrybucyjnej w kontekście bezpieczeństwa jej funkcjonowania ważne są również inne mierniki. Należą do nich: stopień wykorzystania obciążalności prądowej dopuszczalnej, długości obwodów niskiego napięcia, długości ciągów średniego napięcia, przekroje zainstalowanych przewodów linii napowietrznych i kabli oraz poziom napięć na końcach obwodów niskiego napięcia.

Operatorzy systemów dystrybucyjnych starają się utrzymywać te parametry na właściwym poziomie podejmując określone działania inwestycyjne i eksploatacyjne. Zastępują linie napowietrzne liniami kablowymi, tam gdzie jest to możliwe i uzasadnione, skracają obwody niskiego napięcia i długości ciągów SN oraz wymieniają przewody i kable o małym przekroju na przewody i kable o większym przekroju [3]. Zwiększenie udziału linii kablowych wpływa na zmniejszenie awaryjności sieci dystrybucyjnych [6]. Takie linie są bowiem w mniejszym stopniu narażone na działanie warunków atmosferycznych oraz uszkodzenia mechaniczne niż linie napowietrzne. Największy udział linii kablowych w majątku sieciowym posiada innogy Stoen Operator Sp. z o.o.

W krajowych sieciach dystrybucyjnych przeważająca liczba linii elektroenergetycznych wykorzystywana jest w stopniu mniejszym niż 50%, co świadczy o dużym zapasie przepustowości tych linii [3]. Linie elektroenergetyczne w których stwierdzono wyższy niż 90% stopień wykorzystania obciążalności prądowej dopuszczalnej, stanowią obecnie ok. 0,7% linii SN i ok. 4% linii niskiego napięcia [1]. Takie linie wymagają pilnej modernizacji.

Poprawa bezpieczeństwa dostaw energii krajowych sieci dystrybucyjnych wymaga ograniczenia ryzyka wystąpienia awarii i przerw w dostawie energii elektrycznej do odbiorców. Warunkiem niezbędnym jest właściwa, systematyczna i planowa eksploatacja sieci dystrybucyjnej,

modernizacja infrastruktury sieciowej i realizacja działań ukierunkowanych na poprawę odporności sieci dystrybucyjnej na niekorzystne (ekstremalne) zjawiska atmosferyczne oraz usprawnienie procesu lokalizacji i usunięcia awarii. Zjawiska te obejmują: śnieżyce, opady mokrego śniegu, oblodzenia, orkany, wichury i burze z wyładowaniami atmosferycznymi i coraz częściej w mniejszym lub większym natężeniu występują na terytorium Polski. W ostatnich latach anomalie pogodowe występują praktycznie każdego roku. Przykładowo w 2017 r. wystąpiły ekstremalne warunki atmosferyczne takie jak: gwałtowna burza w nocy 11/12.08.2017, orkan „Ksawery” w dniach 5–8.10.2017, orkan „Grzegorz” w dniach 29–30.10.2017 oraz intensywne opady mokrego śniegu na terenie Śląska w dniach 18-19.04.2017. Spowodowały one awarie sieciowe w krajowych sieciach dystrybucyjnych o znacznej skali i wielkości, których skutki dotknęły dziesiątki tysięcy

odbiorców energii elektrycznej. Przykładowo, orkan „Grzegorz” na obszarze dystrybucji ENEA Operator pozbawił zasilania 3 stacje kV/SN (GPZ), 3754 stacji elektroenergetycznych SN/nn [3]. Uszkodzonych zostało 12 linii 110 kV i 300 linii SN [3]. Problemy z dostawami energii elektrycznej dotknęły ponad 160 tys. odbiorców. Na obszarze dystrybucji TAURON Dystrybucja pozbawił zasilania 8 stacji 110 kV/SN (GPZ) i 3499 stacji elektroenergetycznych SN/nn [3]. Uszkodzonych zostało 37 linii 110 kV i 244 linii SN [3]. Problemy z dostawami energii elektrycznej dotknęły 194 tys. odbiorców. Natomiast intensywne opady mokrego śniegu na terenie Śląska w dniach 18-19.04.2017 pozbawiły zasilania 7 stacji 110 kV/SN (GPZ) i 1850 stacji elektroenergetycznych SN/nn [3]. Uszkodzonych zostało 13 linii 110 kV i 110 linii SN [3]. Problemy z dostawami energii elektrycznej dotknęły 114 tys. odbiorców.

Tabela 2. Wskaźniki przeciętnych systemowych przerw w zasilaniu odbiorców w latach 2013–2018 [3,7]

Wyszczególnienie		Jednostka miary	Rok	PGE Dystrybucja S.A.	TAURON Dystrybucja S.A.	ENEA Operator Sp. z o.o.	ENERGA Operator S.A.	innogy Stoen Operator Sp. z o.o.
Wskaźnik przeciętnego systemowego czasu trwania przerwy długiej i bardzo długiej w przeliczeniu na jednego odbiorcę (SAIDI)	SAIDI nieplanowe	min./odb.	2013	315,93	192,90	353,50	235,69	74,60
			2014	241,60	150,20	219,43	198,30	60,78
			2015	272,16	207,35	372,71	213,80	62,81
			2016	252,05	137,68	184,31	166,10	58,30
			2017	385,89	219,67	403,76	209,40	64,86
			2018	204,49	106,95	145,15	103,50	54,94
	SAIDI nieplanowe +katastrofalne		2013	343,37	196,16	415,33	283,90	76,89
			2014	279,50	151,10	223,49	203,70	64,03
			2015	283,17	238,67	410,03	239,40	66,03
			2016	281,90	137,94	185,98	177,00	61,40
			2017	461,70	238,41	671,06	298,00	69,81
			2018	211,81	107,18	152,68	107,20	56,19
	SAIDI planowe		2013	184,13	159,69	127,39	71,14	19,17
			2014	194,60	104,70	106,09	58,40	19,05
			2015	158,89	69,42	110,12	46,40	14,26
			2016	119,41	59,38	103,32	50,80	12,55
			2017	95,05	48,40	55,26	55,40	9,05
			2018	87,40	45,35	47,40	43,80	11,44
Wskaźnik przeciętnej systemowej częstości przerw długich i bardzo długich w przeliczeniu na jednego odbiorcę (SAIFI)	SAIFI nieplanowe	szt./odb.	2013	3,77	2,98	4,18	2,92	1,46
			2014	3,30	2,70	3,21	3,14	1,29
			2015	4,01	3,08	5,35	3,08	1,31
			2016	3,86	2,55	3,53	2,49	0,88
			2017	4,97	3,29	4,15	2,67	0,95
			2018	3,45	2,25	2,95	1,87	0,94
	SAIFI nieplanowe +katastrofalne		2013	3,80	2,99	4,21	2,95	1,47
			2014	3,30	2,70	3,21	3,15	1,30
			2015	4,02	3,10	5,36	3,09	1,31
			2016	3,88	2,55	3,54	2,50	0,89
			2017	5,00	3,30	4,23	2,69	0,96
			2018	3,45	2,25	2,96	1,87	0,94
	SAIFI planowe		2013	0,72	0,77	0,51	0,42	0,12
			2014	0,70	0,60	0,47	0,39	0,16
			2015	0,71	0,46	0,50	0,34	0,17
			2016	0,61	0,40	0,59	0,33	0,13
			2017	0,48	0,31	0,35	0,33	0,11
			2018	0,47	0,33	0,27	0,28	0,15
Wskaźnik przeciętnej częstości przerw krótkich (MAIFI)		szt./odb.	2013	3,82	2,62	2,31	5,02	0,54
			2014	3,50	3,20	1,93	7,53	0,44
			2015	5,25	3,12	5,37	9,48	0,41
			2016	8,57	3,49	5,80	8,39	0,55
			2017	9,46	3,97	5,31	9,26	0,61
			2018	8,84	3,33	4,57	7,75	0,55
Liczba obsługiwanych odbiorców		szt.	2013	5193721	5334408	2438037	2946008	948317
			2014	5225653	5334408	2460758	3036404	964802
			2015	5263722	5332731	2460758	2950595	978628
			2016	5307050	5372951	2487023	2950595	997447
			2017	5350667	5532681	2552699	2992418	1015829
			2018	5402204	5597536	2588896	3066129	1038419

Systematyczna realizacja takich zabiegów eksploatacyjnych jak: oględziny linii napowietrznych, systematyczna wycinka drzew i krzewów pod liniami napowietrznymi oraz przeglądy linii i urządzeń elektroenergetycznych pozwala na ograniczenie wpływu niekorzystnych warunków atmosferycznych.

Modernizacja infrastruktury sieciowej mająca na celu poprawę wskaźników niezawodności pracy sieci dystrybucyjnej szczególnie tych dotyczących czasu trwania przerw w dostarczaniu energii elektrycznej (SAIDI, SAIFI) jest bardzo istotna z punktu widzenia ciągłości, niezawodności i pewności dostaw energii elektrycznej w sieci dystrybucyjnej. Należy ją ukierunkować na modernizację ciągów liniowych SN najbardziej wrażliwych w tym aspekcie [6]. Taka modernizacja powinna uwzględniać najnowsze rozwiązania techniczne i technologiczne w zakresie budowy linii napowietrznych i kablowych oraz uwzględniać zabudowę sterowalnych punktów łączeniowych w głębi sieci dystrybucyjnej [8]. Ponadto powinna być ukierunkowana na przebudowę linii napowietrznych na linie kablowe lub wyprowadzenie linii napowietrznych z terenów leśnych. Jest to szczególnie istotne w lokalizacjach, gdzie występuje zwiększone prawdopodobieństwo wystąpienia awarii przy ekstremalnych warunkach pogodowych.

Realizacja działań ukierunkowanych na poprawę odporności sieci dystrybucyjnej na niekorzystne zjawiska atmosferyczne oraz usprawnienie procesu lokalizacji i usunięcia awarii pozwala z jednej strony na ograniczenie rozmiarów awarii sieciowych, a z drugiej na znaczne ograniczenie czasów wyłączeń odbiorców na skutek tych awarii. Do takich działań należą: wymiana przewodów gołych na linie kablowe i niepełnoizolowane w sieci SN i izolowane w sieci niskiego napięcia, automatyzacja sieci SN, stosowanie systemów sterowania i nadzoru (dyspozytorskich), wdrożenie łączności cyfrowej, zwiększenie możliwości rekonfiguracyjnych sieci SN i modernizacja stacji elektroenergetycznych SN/nn [3]. Wspomniana wymiana przewodów w znacznym stopniu ogranicza liczbę awarii spowodowanych przez drzewa i gałęzie. Automatyzacja sieci SN wiąże się m.in. z instalacją w głębi sieci SN łączników zdalnie sterowanych, co pozwala skrócić czas lokalizacji uszkodzenia oraz czas trwania wyłączenia dla części odbiorców zasilanych z sieci dystrybucyjnej, która nie obejmuje elementu uszkodzonego. Stosowanie systemów dyspozytorskich pozwala m.in. na zwiększenie obserwowalności sieci dystrybucyjnej oraz poprawę skuteczności i szybkości przełączeń w tej sieci. Wdrożenie łączności cyfrowej pozwala na istotne zwiększenie niezawodności w sterowaniu łącznikami w sieci dystrybucyjnej SN. Zwiększenie możliwości rekonfiguracyjnych sieci SN realizuje się poprzez budowę nowych powiązań w celu umożliwienia dwustronnego zasilania odbiorców oraz budowę nowych stacji SN/nn i skracanie obwodów niskiego napięcia. Modernizacja stacji SN/nn polega głównie na eliminacji zbędnych i wymianie wyeksploatowanych elementów stacji oraz izolowaniu elementów czynnych w przypadku stacji słupowych SN/nn.

Dodatkowo, w celu maksymalnego ograniczenia przerw w dostarczaniu energii elektrycznej prace w zakresie lokalizacji miejsca wystąpienia uszkodzeń w sieci, wykonania niezbędnych przełączeń oraz naprawcze dla przywrócenia zasilania odbiorcom są podejmowane niezwłocznie po wystąpieniu awarii. Ponadto operatorzy systemów dystrybucyjnych systematycznie zwiększają zakres prac realizowanych w technologii prac pod napięciem.

W celu poprawy poziomu bezpieczeństwa pracy operatorzy systemów dystrybucyjnych realizują szeroki program inwestycyjny i modernizacyjny. W ostatnich latach w krajowych sieciach dystrybucyjnych realizowano inwestycje na poziomie: 5,6 mld zł (2015), 6 mld zł (2016), i 5,9 mld zł (2017), a w latach 2018–2020 operatorzy systemów dystrybucyjnych planują wydać na ten cel 17,3 mld zł [9]. Największy udział w tych inwestycjach ma PGE Dystrybucja S.A., TAURON Dystrybucja S.A. i ENERGA-Operator S.A.

## Wnioski

Poziom bezpieczeństwa pracy krajowych sieci dystrybucyjnych dzięki odpowiednim działaniom inwestycyjnym, modernizacyjnym i eksploatacyjnym operatorów systemów dystrybucyjnych ulega sukcesywnie poprawie. Niemniej jednak poziom ten jest niewystarczający w kontekście ekstremalnych warunków atmosferycznych, które coraz częściej występują na terenie kraju. Wynika to z wieku, stanu technicznego, stopnia wyeksploatowania sieci dystrybucyjnych oraz dużej ich awaryjności dla wspomnianych ekstremalnych warunków pogodowych.

Dalsza poprawa bezpieczeństwa funkcjonowania krajowych sieci dystrybucyjnych wymaga ograniczenia ryzyka wystąpienia awarii i przerw w dostawie energii elektrycznej. Można to uzyskać dzięki właściwej systematycznej eksploatacji sieci dystrybucyjnej, modernizacji infrastruktury sieciowej i realizacji działań ukierunkowanych na poprawę odporności sieci dystrybucyjnej na nagłe niekorzystne zjawiska atmosferyczne oraz usprawnienie procesu lokalizacji i usunięcia awarii.

**Autor:** dr hab. inż. Waldemar Dołęga, Politechnika Wroclawska, Wydział Elektryczny, Katedra Energoelektryki, ul. Wybrzeże Wyspiańskiego 27, 50-372 Wrocław, E-mail: Waldemar.dolega@pwr.edu.pl;

## LITERATURA

- [1] Sprawozdanie z wyników monitorowania bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej za okres od dnia 1 stycznia 2015 do dnia 31 grudnia 2016. Minister Energii, Warszawa, 2017.
- [2] Sprawozdanie z działalności Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki w 2018 r. Urząd Regulacji Energetyki, Warszawa, kwiecień 2019.
- [3] Dołęga W., Operation safety of the national distribution grid. *Polityka energetyczna-Energy Policy Journal*, (2018), t. 21, z. 3, 123-135.
- [4] Raport Energetyka przesyłowa i dystrybucyjna. PTPIREE, Poznań, maj 2017.
- [5] Rozporządzenie Ministra Gospodarki z dnia 4 maja 2007 r. w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu elektroenergetycznego (Dz.U. nr 93, poz. 623 z dnia 29.05.2007 z późn.zm.).
- [6] Parol M., Analiza wskaźników dotyczących przerw w dostarczaniu energii elektrycznej na poziomie sieci dystrybucyjnych. *Przegląd Elektrotechniczny*, (2014), nr 8, s. 122–126.
- [7] Strony internetowe operatorów systemów dystrybucyjnych: PGE Dystrybucja S.A., TAURON Dystrybucja S.A., ENERGA-Operator S.A., ENEA Operator Sp. z o.o., innogy Stoen Operator Sp. z o.o.
- [8] Sprawozdanie z działalności Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki w 2017 r. Urząd Regulacji Energetyki, Warszawa, kwiecień 2018.
- [9] Dołęga W., Zagrożenia i wyzwania dla krajowej sieci dystrybucyjnej. *Energetyka*, (2018), nr 9, 479-481.