

WYBRANE ASPEKTY BEZPIECZEŃSTWA DOSTAW ENERGII ELEKTRYCZNEJ KRAJOWEJ SIECI DYSTRYBUCYJNEJ

Waldemar DOŁĘGA

Politechnika Wrocławska, Wydział Elektryczny
tel.: 71 320 3465 e-mail: waldemar.dolega@pwr.edu.pl

Streszczenie: W artykule przedstawiono wybrane aspekty bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej w kontekście funkcjonowania krajowej sieci dystrybucyjnej. Przedstawiono charakterystykę krajowej sieci dystrybucyjnej. 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 dostaw energii elektrycznej krajowej sieci dystrybucyjnej, zdefiniowano jego zagrożenia i określono katalog niezbędnych działań w celu jego poprawy.

Słowa kluczowe: sieć dystrybucyjna, bezpieczeństwo dostaw energii elektrycznej, niezawodność zasilania, ciągłość zasilania.

1. 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 funkcjonowanie.

W artykule przedstawiono wybrane aspekty bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej, w oparciu o dostępne aktualne dane, obejmujące lata do 2018 r. włącznie, dotyczące trzeciego obszaru – krajowej sieci dystrybucyjnej.

2. KRAJOWA SIEĆ DYSTRYBUCYJNA

Krajowa sieć dystrybucyjna służy do rozdziału i dystrybucji energii elektrycznej i obejmuje 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 krajowa sieć dystrybucyjna 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 krajową siecią dystrybucyjną 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 przedstawiono na rysunku 1, a charakterystykę w tablicy 1.

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 zasilana 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.



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

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

	Obszar działalności [tys. km ²]	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

3. WSKAŹNIKI PRZERW W DOSTAWIE ENERGII ELEKTRYCZNEJ

Bezpieczeństwo dostaw energii elektrycznej ma ścisły związek z bezpieczeństwem pracy krajowej sieci dystrybucyjnej, które 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 tablicy 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 nieplanowych 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 wyładowaniami. 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 nieplanowych 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 nieplanowych 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 nieplanowych z przerwami katastrofalnymi. 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.

Tablica 2. Wskaźniki przeciętnych systemowych przerw w zasilaniu odbiorców w latach 2013–2018 [3,6]

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	

4. BEZPIECZEŃSTWO PRACY KRAJOWEJ SIECI DYSTRYBUCYJNEJ

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 [7]. Takie linie są bowiem w mniejszym stopniu narażone na działanie warunków atmosferycznych oraz uszkodzenia mechaniczne niż linie napowietrzne.

W krajowej sieci dystrybucyjnej 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 obciążoności 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 krajowej sieci dystrybucyjnej 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 zjawiska atmosferyczne oraz usprawnienie procesu lokalizacji i usunięcia awarii.

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 [7]. 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 modernizacje 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. Modernizacje stacji SN/nn polegają przeważnie 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.

5. WNIOSKI

Poziom bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej krajowej sieci dystrybucyjnej dzięki odpowiednim działaniom inwestycyjnym 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 warunków pogodowych.

Dalsza poprawa bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej krajowej sieci dystrybucyjnej 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 nagle niekorzystne zjawiska atmosferyczne oraz usprawnienie procesu lokalizacji i usunięcia awarii.

6. BIBLIOGRAFIA

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 2019 r., Urząd Regulacji Energetyki, Warszawa, kwiecień 2019.
3. Dołęga W.: Operation safety of the national distribution grid., *Polityka Energetyczna-Energy Policy Journal*, T. 21, Z. 3, 2018, s. 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. 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. [Dostęp 30.09.2019].
7. Parol M.: Analiza wskaźników dotyczących przerw w dostarczaniu energii elektrycznej na poziomie sieci dystrybucyjnych, Przegląd Elektrotechniczny, Nr 8 (90), 2014, s. 122–126.
8. Sprawozdanie z działalności Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki w 2017 r. Urząd Regulacji Energetyki, Warszawa, kwiecień 2018.

SELECTED ASPECTS OF ELECTRIC ENERGY SUPPLY SECURITY OF NATIONAL DISTRIBUTION GRID

In this paper, selected aspects of electric energy supply security in context of operation of national distribution grid is shown. Profile of national distribution grid is shown. Indicators used for state assessment of distribution grid are described. Analysis of SAIDI, SAIFI and MAIFI indicators for distribution grid of national distribution system operators are shown. Level of electric energy supply security of national distribution grid is described, his/her threats are defined and catalogue of essential actions for his/her assurance are proposed.

Keywords: distribution grid, electric energy supply security, supply reliability, supply continuity.