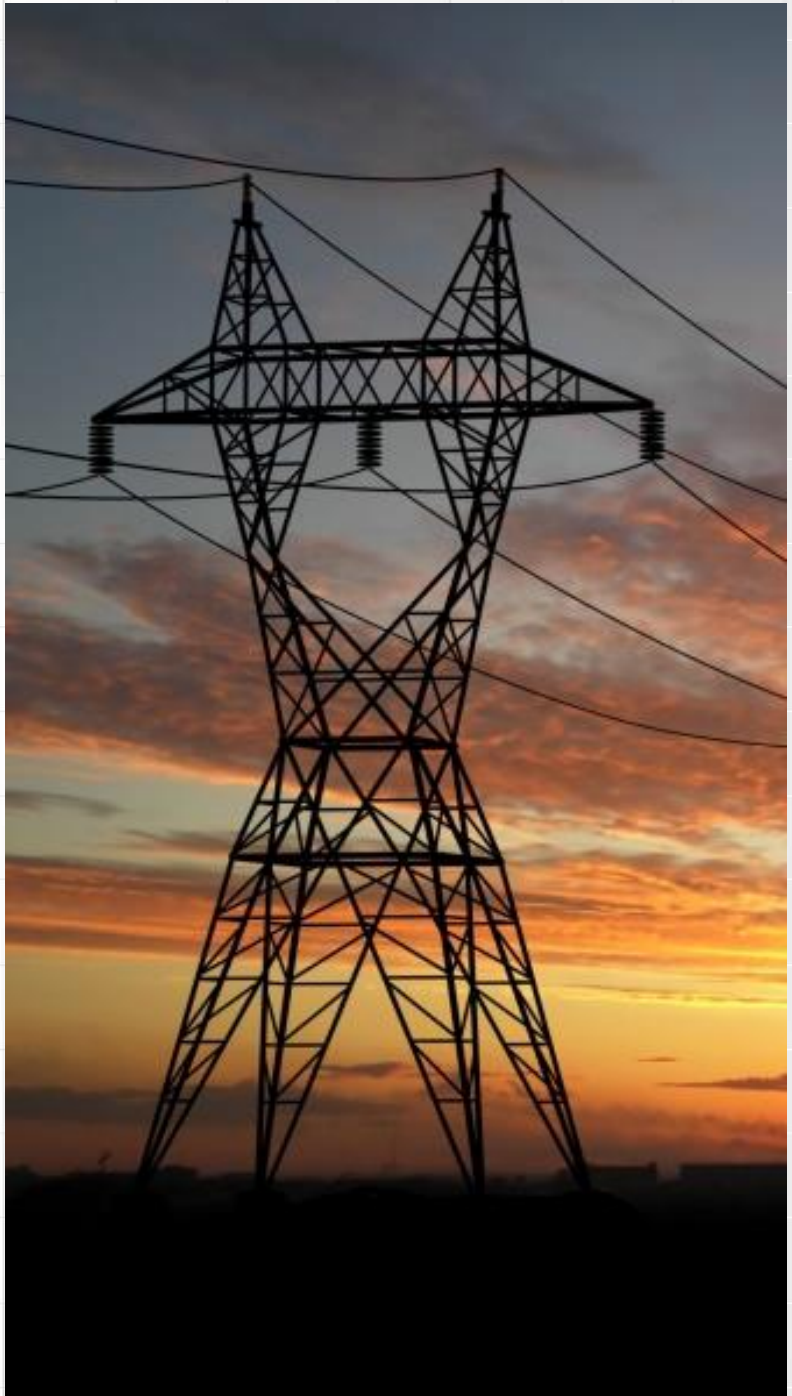
Politechnika Wrocławska



EFEKTYWNA TRANSFORMACJA KRAJOWEJ SIECI DYSTRYBUCYJNEJ – ZAGROŻENIA I WYZWANIA

Dr hab. inż. Waldemar DOŁĘGA prof. P. Wr.
Katedra Energoelektryki, Wydział Elektryczny
Politechnika Wrocławska
50-370 Wrocław, ul. Wybrzeże Wyspiańskiego 27

KONFERENCJA ZAKOPANE 20-23.10.2024

unite! University Network for Innovation, Technology and Engineering

HR EXCELLENCE IN RESEARCH

Evaluated by IEP INSTITUTIONAL EVALUATION PROGRAMME www.iep-qaa.org

Plan prezentacji

1. Infrastruktura sieciowa
2. Zagrożenia - infrastruktura sieciowa
3. Wyzwania - infrastruktura sieciowa
4. Transformacja energetyczna w obszarze dystrybucji
5. Działania inwestycyjne OSD
6. Wnioski

Infrastruktura sieciowa

❑ Sieciowa infrastruktura elektroenergetyczna

- **Sieciowa infrastruktura elektroenergetyczna** stanowi ogniwo łączące źródła wytwarzania z odbiorcami i obejmuje: sieć przesyłową 400 i 220 kV, 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).
- **Elementy** - stacje elektroenergetyczne, linie napowietrzne i kablowe oraz urządzenia i aparaty elektroenergetyczne, które współpracują ze sobą w celu realizacji zadania jakim jest przesył lub dystrybucja energii elektrycznej.

Infrastruktura sieciowa

❑ Stan infrastruktury sieciowej

- W kraju użytkowanych jest łącznie **875 861 km linii elektroenergetycznych**: **15 964 km** linii 750, 400 i 220 kV, **34 376 km** linii 110 kV, **321 089 km** linii SN oraz **504 492 km** linii niskiego napięcia.
- Stanowi to odpowiednio: 1,8%, 3,9%, 36,7% i 57,6% łącznej ich długości.

❑ Krajowa sieć dystrybucyjna

- **34 376 km linii** i **1597 stacji elektroenergetycznych** 110 kV, **321 089 km linii** i **271 571 stacji elektroenergetycznych** SN oraz **504 492 km linii** niskiego napięcia.
- W stacjach WN użytkowanych jest 2915 transformatorów 110 kV/SN, natomiast w stacjach SN jest użytkowanych 268 695 transformatorów SN/nn i 1251 transformatorów SN/SN.

Źródło: Statystyka elekroenergetyki polskiej 2021. ARE, Warszawa, 2022.

Infrastruktura sieciowa

Tabela 1. Dane dotyczące infrastruktury sieciowej w latach 2000-2021

Długość linii elektroenergetycznych napowietrznych					
Wyszczególnienie	2000 r.	2005 r.	2010 r.	2020 r.	2021 r.
NN+WN	45 174 km	45 378 km	46 112 km	48 923 km	49 411 km
750 kV	114 km	114 km	114 km	114 km	114 km
400 kV	4 660 km	4 831 km	5 303 km	7 823 km	8 227 km
220 kV (w tym OSD*)	8 116 km (228 km)	8 123 km (232 km)	8 088 km (85 km)	7 461 km (81 km)	7 433 km (81 km)
110 kV (w tym OSD*)	32 284 km (32 270 km)	32 310 km (32 245 km)	32 607 km (32 494 km)	33 535 km (33 349 km)	33 637 km (33 451 km)
SN	223 800 km	233 855 km	234 741 km	227 043 km	226 039 km
40-60 kV	158 km	49 km	24 km	-	-
30 kV	3 990 km	3 766 km	3 290 km	2 459 km	2 3454 km
15-20 kV	219 200 km	228 752 km	230 023 km	223 451 km	222 661 km
Poniżej 15 kV	452 km	1 288 km	1 404 km	1 133 km	1 033 km
nn	284 116 km	286 994 km	289 977 km	317 205 km	321 235 km
Razem wszystkie napięcia	553 090 km	566 227 km	570 830 km	593 171 km	596 685 km
Długość linii kablowych					
NN+WN	48 km	79 km	164 km	769 km	869 km
SN	54 345 km	61 988 km	68 988 km	92 651 km	95 050 km
30-60 kV	112 km	161 km	197 km	348 km	342 km
15-20 kV	46 554 km	54 544 km	60 867 km	84 960 km	87 407 km
nn	105 755 km	125 776 km	140 320 km	177 159 km	183 257 km
Razem wszystkie napięcia	160 148 km	187 843 km	209 482 km	270 579 km	279 176 km
Liczba stacji o górnym napięciu					
400 i 750 Kv	30	31	35	53	49
220 kV	64	67	67	61	63
110 kV	1 308	1 356	1 405	1 574	1 597
SN	219 418	236 067	246 562	269 726	271 571
Razem wszystkie napięcia	220 820	237 521	248 069	271 414	273 280

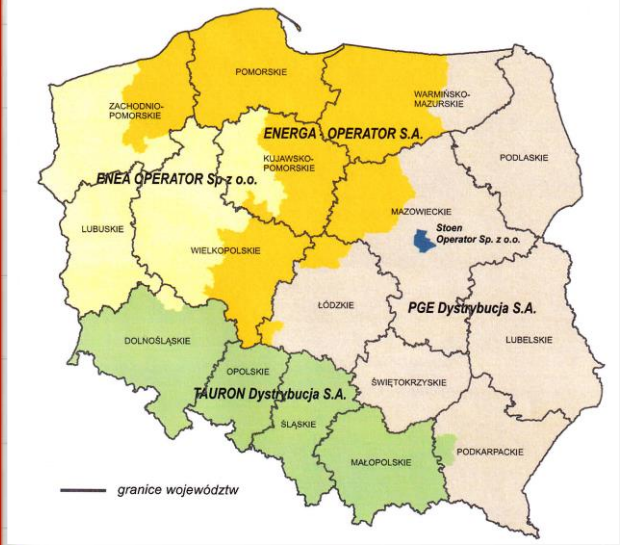
* OSD – operatorzy systemów dystrybucyjnych

Źródło: Statystyka elekroenergetyki polskiej 2021. ARE, Warszawa, 2022.

Politechnika Wrocławska

Efektywna transformacja krajowej sieci dystrybucyjnej

Infrastruktura sieciowa



Rys. 2. Obszary działania Operatorów Systemów Dystrybucyjnych

Źródło: Statystyka elekroenergetyki polskiej 2021. ARE, Warszawa, 2022.

Wiek ponad 40 lat posiada: 33% stacji elektroenergetycznych, 39% linii napowietrznych, 16% linii kablowych, 18% transformatorów.

Tabela 3. Charakterystyka największych krajowych operatorów systemów dystrybucyjnych na dzień 1.01.2022

	Obszar działalności [tys. km^2]	Liczba klientów [tys.]	Długość linii w przeliczeniu na jeden tor [km]	Liczba stacji [szt.]
PGE Dystrybucja S.A.	129,83	5 559,1	WN – 10 362 (1,1%)* SN – 115 049 (22,4%)* nn – 171 597 (29,4%)*	WN - 464 SN – 95 522
TAURON Dystrybucja S.A	57,07	5 768,2	WN – 11 121 (1,8%)* SN – 66 031 (39,7%)* nn – 116 865 (36,8%)*	WN - 495 SN – 61 593
ENEA Operator Sp. z o.o	58,17	2 698,4	WN – 5 481 (1,3%)* SN – 46 618 (29,0%)* nn – 55 988 (51,8%)*	WN – 249 SN – 38 689
ENERGA-Operator S.A.	75,00	3 238,0	WN – 6 590 (1,0%)* SN – 69 870 (28,1%)* nn – 92 179 (38,9%)*	WN – 302 SN – 62 324
Stoen Operator Sp. z o.o. * udział linii kablowych	0,51	1 094,4	WN – 518 (32,6%)* SN – 8 067 (96,6%)* nn – 7 398 (82,2%)*	WN – 41 SN – 6 880

Źródło: Raport Energetyka dystrybucja i przesył. PTPiREE, Poznań, maj 2022.

Tabela 4. Struktura wiekowa krajowej sieci dystrybucyjnej

	Do 20 lat	20-40 lat	Ponad 40 lat
Linie napowietrzne	21%	40%	39%
Linie kablowe	53%	31%	16%
Stacje elektroenergetyczne	33%	34%	33%
Transformatory	49%	33%	18%

Źródło: Statystyka elekroenergetyki polskiej 2021. ARE, Warszawa, 2022.

Zagrożenia - infrastruktura sieciowa

- ❑ **Zagrożenia**
- ❑ **Sieć dystrybucyjna**

- Bezpieczeństwo dostaw energii elektrycznej.
- Jakość energii elektrycznej dostarczanej do odbiorców końcowych.
- Ekstremalne warunki pogodowe.
- Rozwój OZE (instalacje prosumenckie).

✓ **Lokalnie infrastruktura sieciowa stwarza duże zagrożenie bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej w ekstremalnych warunkach atmosferycznych.**

Krajowa sieć dystrybucyjna jest przystosowana do występujących obecnie typowych warunków zapotrzebowania na energię elektryczną i realizacji zadań dystrybucji w stanach normalnych.

Zagrożenia - infrastruktura sieciowa

❑ Ekstremalne warunki pogodowe:

- wynikają ze zmian klimatycznych;
- występują coraz częściej na terytorium Polski;
- znaczny (68%) udział linii napowietrznych w infrastrukturze sieciowej;
- skala i wielkość awarii sieciowych jest znaczna (awarie mają charakter masowy).

❑ Wybrane awarie sieciowe

- **2021** - gwałtowne burze z wichurami w dniach 14-15.07.2021, wichura związana z układem niżu „Henrik” w dniach 21-22.10.2021.
- **2020** - orkan „Sabina” w dniach 10-11.02.2020, wichura związana z układem niżu Julia w dniach 24.02.2020.
- **2019** - wichura związana z układem niżu „Eberhard” w dniach 10-11.03.2019 i gwałtowne burze z wichurami w dniach 30.09-01.10.2019.
- **2018** - orkan „Fryderyka” w dniach 18–19.01.2018, gwałtowne burze w dniach 21-22.06.2018, wichura związana z układem niżu „Fabienne” w dniach 23-25.09.2018 i wichura w dniach 29-31 10.2018.
- **2017** - gwałtowna burza w nocy 11/12.08.2017, orkan „Ksawery” w dniach 5–8.10.2017, orkan „Grzegorz” w dniach 29–30.10.2017.

Ekstremalne warunki pogodowe obejmują: śnieżyce, opady mokrego śniegu, oblodzenia, orkany, wichury i burze z wyładowaniami atmosferycznymi.

Gwałtowna burza w nocy 11/12.08.2017r. spowodowała wyłączenia awaryjne:

- na obszarze dystrybucji ENEA Operator 14 stacji 110 kV/SN i 7268 stacji elektroenergetycznych SN/nn; uszkodzonych zostało 24 linie 110 kV i 313 linii SN; problemy z dostawami energii elektrycznej dotknęły ok. 250 tys. odbiorców.

Źródło: Sprawozdanie z działalności Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki w 2017 r.. Urząd Regulacji Energetyki, Warszawa, kwiecień 2018.

Zagrożenia - infrastruktura sieciowa

- **Zagrożenia - Sieć dystrybucyjna**
- **Zagrożenia bezpieczeństwa dostaw energii** wynikają bezpośrednio z:
  - wieku, stanu technicznego i stopnia wyeksploatowania sieci dystrybucyjnych,
  - dużej ich awaryjności na skutek anomalii pogodowych,
  - ograniczonej przepustowości sieci 110 kV.
- **Majątek sieci dystrybucyjnych** jest mocno wyeksploatowany.
  - Największy stopień zużycia mają stacje 110 kV/SN, stacje SN/nn i sieci dystrybucyjne SN na obszarach wiejskich.
  - Wymaga pilnej modernizacji w zakresie zapewniającym odpowiednią jakość dostarczanej energii elektrycznej dla odbiorców końcowych oraz niezawodność i pewność jej dostawy.
- **Ograniczona przepustowość sieci 110 kV**
  - Na skutek niewystarczającej termicznej obciążalności linii 110 kV występują m.in. ograniczone możliwości dostarczenia energii do dużych aglomeracji miejskich.
  - Przeciążenia występujące w obszarze sieci 110 kV wpływają negatywnie na pracę sieci przesyłowej.
  - Niski poziom inwestycji, realizowanych przez operatorów systemów dystrybucyjnych – stosunkowo mała dynamika przyrostu długości tych linii.

Zagrożenia - infrastruktura sieciowa

Tabela 6. Wskaźniki przeciętnych systemowych przerw w zasilaniu odbiorców w latach 2013–2020

Wyszczególnienie	Jednostka miary	Rok	PGE Dystrybucja S.A.	TAURON Dystrybucja S.A.	ENEA Operator Sp. z o.o.	ENERGA Operator S.A.	Stoen Operator Sp. z o.o.
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
		2019	8,56	3,42	4,79	7,54	0,56
		2020	7,93	2,78	4,03	6,68	0,56
Liczba obsługiwanych odbiorców	szt.	2013	5 193 721	5 334 408	2 438037	2 946 008	948 317
		2014	5 225 653	5 334 408	2460758	3 036 404	964 802
		2015	5 263 722	5 332 731	2460758	2 950 595	978 628
		2016	5 307 050	5 372 951	2487023	2 950 595	997 447
		2017	5 350 667	5 532 681	2552699	2 992 418	1 015829
		2018	5 402 204	5 597 536	2588896	3 066 129	1 038419
		2019	5 461 995	5 650 882	2625755	3 121 294	1 058705
		2020	5 528 988	5 714 962	2661186	3 181 903	1 081245

- **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.**

Wyszczególnienie		Jednostka miary	Rok	PGE Dystrybucja S.A.	TAURON Dystrybucja S.A.	ENEA Operator Sp. z o.o.	ENERGA Operator S.A.	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
			2019	196,65	138,68	123,64	96,94	41,71
			2020	200,41	98,02	106,26	92,9	37,38
	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
			2019	202,26	140,49	124,65	98,24	43,79
			2020	210,71	98,42	106,01	90,6	38,24
	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
			2019	58,25	40,37	24,01	28,70	8,72
			2020	39,82	26,60	16,09	20,80	7,20
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
			2019	3,57	2,41	2,82	1,83	0,75
			2020	3,43	2,00	2,44	1,71	0,59
	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
			2019	3,57	2,41	2,82	1,83	0,75
			2020	3,44	2,00	2,44	1,71	0,59
	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
			2019	0,31	0,28	0,16	0,19	0,19
			2020	0,23	0,19	0,11	0,14	0,12

Źródło: Dołęga W.: Bezpieczeństwo pracy krajowych sieci dystrybucyjnych. Przegląd Elektrotechniczny, nr 3/2020, str. 21-24.
Statystyka elekroenergetyki polskiej 2021. ARE, Warszawa, 2022.

Wyzwania - infrastruktura sieciowa

- **Wyzwania - Sieć dystrybucyjna:**
- Konieczność rozbudowy i modernizacji infrastruktury sieciowej.
- **Rozbudowa i modernizacja infrastruktury sieciowej** wynika z:
- prognoz dotyczących wzrostu zapotrzebowania odbiorców na energię elektryczną,
- konieczności poprawy jakości i niezawodności dostawy energii do odbiorców końcowych,
- intensywnego rozwoju odnawialnych źródeł energii (instalacje prosumenckie),
- rozwoju elektromobilności (stacje ładowania).

Wyzwania - infrastruktura sieciowa

- **Najważniejsze i największe wyzwanie dla operatorów systemów dystrybucyjnego - Inwestycje sieciowe w obszarze sieci dystrybucyjnej** (rozbudowa i gruntowna modernizacja obecnej infrastruktury dystrybucyjnej).
- **Modernizacja sieci dystrybucyjnej** w zakresie zapewniającym odpowiednią jakość dostarczanej energii elektrycznej dla odbiorców końcowych oraz niezawodność i pewność jej dostawy.
- **Elementy modernizacji:**

- stacje 110 kV/SN, stacje SN/nn i sieci dystrybucyjne SN na obszarach wiejskich.

- **Działania inwestycyjne i eksploatacyjne**, które pozwolą na uniknięcie lub ograniczenie skali awarii sieciowych w przypadku wystąpienia ekstremalnych nagłych zjawisk atmosferycznych o dużym nasileniu:

- 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),
- zwiększenie możliwości rekonfiguracyjnych sieci SN,
- modernizacje stacji elektroenergetycznych SN/nn.

Wyzwania - infrastruktura sieciowa

- **Cel modernizacji infrastruktury sieciowej** - poprawa wskaźników niezawodności pracy sieci elektroenergetycznej dotyczących czasu trwania przerw w dostarczaniu energii elektrycznej (SAIDI, SAIFI).
- Modernizacja długich ciągów napowietrznych linii SN z wykorzystaniem najnowszych rozwiązań technicznych i technologicznych (w miejscach wrażliwych na awarie).
- Modernizacja wiąże się z przebudową linii napowietrznych na linie kablowe lub wyprowadzeniem linii napowietrznych z terenów leśnych.

- **Zwiększenie udziału linii kablowych:**
- wpływa na zmniejszenie awaryjności sieci elektroenergetycznych SN,
- prowadzi do poprawy bezpieczeństwa dostaw i niezawodności zasilania,
- wpływa na wielkość wskaźników SAIDI i SAIFI.

❖ **Udział linii kablowych w przypadku linii SN wynosi obecnie 30%.**

Transformacja energetyczna w obszarze dystrybucji

- ❖ Transformacje energetyczna oznacza proces modyfikacji gospodarki krajowej na bardziej zrównoważony czyli mniej zależny od paliw kopalnych i bardziej efektywny energetycznie.
- ❖ W perspektywie długoterminowej wiąże się to z przejściem do gospodarki zeroemisyjnej i ograniczeniem emisji gazów cieplarnianych.
- ❑ Zagadnienie transformacji energetycznej należy obecnie do najważniejszych wyzwań stojących przed Polską.
- ❑ W procesie transformacji jedną z istotnych ról będzie odgrywała sieć elektroenergetyczna zarówno przesyłowa jak i dystrybucyjna, która również musi zostać poddana procesowi efektywnej transformacji polegającej na jej rozbudowie, przebudowie, modernizacji oraz intensyfikacji jej wykorzystania.

Transformacja energetyczna w obszarze dystrybucji

- **W obszarze sieci dystrybucyjnej obserwuje się dynamiczne zmiany na rynku energii, dotyczące bezpośrednio działalności operatorów systemów dystrybucyjnych, co można uznać już za początkową fazę transformacji.**
- **Zjawiska i procesy z którymi mamy do czynienia obecnie:**
  - Intensywnie wzrasta liczba i moc zainstalowana instalacji Odnawialnych Źródeł Energii (OZE), w tym instalacji prosumenckich, przyłączonych do sieci dystrybucyjnych.
  - Następuje znaczny rozwój elektromobilności i instalowane są punkty ładowania pojazdów elektrycznych. Następuje przyłączanie pierwszych magazynów energii.
  - Trwa proces instalowania na masową skalę liczników zdalnego odczytu.
  - Realizowane są intensywne działania mające na celu uniknięcie lub ograniczenie skali awarii sieciowych, szczególnie w przypadku wystąpienia ekstremalnych nagłych zjawisk atmosferycznych o dużym nasileniu.
  - Jest realizowany proces kablowania sieci, zwłaszcza w odniesieniu do sieci SN.
  - Zwiększa się poziom automatyzacji sieci dystrybucyjnej i coraz częściej wykorzystuje się systemy sterowania i nadzoru (dyspozytorskie).
  - Stosuje się rozwiązania mające na celu zapewnienie: łączności, cyberbezpieczeństwa i niezakłóconej obsługi stale rosnącej liczby odbiorców końcowych.
  - W sieciach dystrybucyjnych jest realizowana współpraca ze znaczną liczbą podmiotów.
- **W powiązaniu z prognozami dotyczącymi wzrostu zapotrzebowania odbiorców na energię elektryczną oraz koniecznością poprawy jakości, niezawodności i bezpieczeństwa dostawy energii do odbiorców końcowych wymaga to realizacji przez operatorów systemów dystrybucyjnych wielu inwestycji sieciowych w obszarze sieci dystrybucyjnej związanych z rozbudową, przebudową i gruntowną modernizacją obecnej infrastruktury dystrybucyjnej. Przy czym w pierwszej kolejności powinny one obejmować: stacje 110 kV/SN, stacje SN/nn i sieci dystrybucyjne SN na obszarach wiejskich.**

Transformacja energetyczna w obszarze dystrybucji

- **Krajowa sieć dystrybucyjna musi sprostać dodatkowo wyzwaniom stawianym przez zmianę struktury wytwarzania energii elektrycznej i podjąć nowe działania, które polegają m.in. na konfigurowaniu dwukierunkowej pracy sieci, zapewnieniu wysokiej elastyczności systemu, czy umożliwianiu lokalnego bilansowania.**
- **Efektywna transformacja sieci dystrybucyjnych przyniesie wiele korzyści dla gospodarki, nadaje bowiem energetyce wymiar lokalny i umożliwi docelowo świadczenie profesjonalnych, nowoczesnych, innowacyjnych usług dla końcowych odbiorców energii.**
- **Podstawa transformacji - wieloletni i wielokierunkowy proces inwestycji rzeczowych w obszarze sieci dystrybucyjnych, którego zakres i dynamika są ściśle powiązane z ilością środków finansowych, którymi dysponować będą operatorzy systemów dystrybucyjnych.**
- **Transformacja sieci dystrybucyjnych powinna być realizowana w sposób zaplanowany, tak aby jej koszty były społecznie akceptowalne.**

Działania inwestycyjne OSD

- **Operatorzy systemów dystrybucyjnych (OSD) podpisali w dniu 07.11.2022 r. Kartę Efektywnej Transformacji Sieci Dystrybucyjnych Polskiej Energetyki.**
- **W ramach tej karty określono priorytety inwestycyjne operatorów systemów dystrybucyjnych. Obejmują one działania dotyczące:**
  - elektryfikacji;
  - elektromobilności;
  - wsparcia dla rozwoju odnawialnych źródeł energii;
  - wzrostu odporności sieci na działanie ekstremalnych warunków atmosferycznych;
  - odtworzenia i modernizacji infrastruktury z uwzględnieniem zmiany technologii;
  - cyfryzacji i automatyzacji;
  - liczników zdalnego odczytu (smart metering, AMI);
  - pozostałych projektów wspierających działalność OSD.
- **Elektryfikacja** ma związek zarówno z przyłączaniem do sieci nowych odbiorców jak i wzrostem zapotrzebowania na moc przyłączeniową u odbiorców istniejących.
- **Elektromobilność** obejmuje przyłączanie do sieci punktów ładowania samochodów elektrycznych i innych środków transportu oraz infrastruktury kolejowej i tramwajowej.

Działania inwestycyjne OSD

- **Wsparcie dla rozwoju odnawialnych źródeł energii** dotyczy przyłączania do sieci zarówno OZE jak i magazynów energii oraz tworzenia potencjału dla takiego przyłączania.
- **Wzrost odporności sieci na działanie ekstremalnych nagłych zjawisk atmosferycznych** wiąże się z realizacją inwestycji zwiększających bezpieczeństwo i niezawodność dostaw energii elektrycznej.
- **Odtworzenie i modernizacja infrastruktury sieciowej z uwzględnieniem zmiany technologii** wiąże się z realizacją inwestycji wynikających ze stanu wyeksploatowania istniejącej infrastruktury sieciowej.
- **Cyfryzacja i automatyzacja** obejmuje aktywne zarządzanie systemem dystrybucyjnym. W obszarze sieciowym wiąże się to z automatyzacją sieci i tworzeniem sieci inteligentnych, natomiast w obszarze łączności i informatyki dotyczy bezpieczeństwa cybernetycznego, systemów łączności krytycznej i rozwoju innych systemów informatycznych niezbędnych dla właściwego funkcjonowania OSD.
- **Działania dotyczące liczników zdalnego odczytu** wiążą się z zabudową liczników zdalnego odczytu, zarówno u odbiorców jak i w stacjach elektroenergetycznych należących do operatorów systemów.
- **Pozostałe projekty wspierające działalność OSD** obejmują infrastrukturę wspierającą realizację procesów biznesowych operatorów systemów dystrybucyjnych i dotyczą m.in.: budynków i budowli, transportu, narzędzi i sprzętu specjalistycznego, diagnostyki sieci.

Działania inwestycyjne OSD

- **Realizacja wymienionych działań przez operatorów systemów dystrybucyjnych przyniesie wiele korzyści.**
- **W przypadku rozwoju sieci niezbędnego dla przyłączania nowych odbiorców, odnawialnych źródeł energii, magazynów energii elektrycznej czy elektromobilności korzyści** wynikają m.in. z:
  - rozbudowy sieci elektroenergetycznej na potrzeby przyłączania, co tworzy potencjał dla rozwoju gospodarczego i bytowo-komunalnego, lokalnych rynków pracy itd.;
  - przejścia na gospodarkę niskoemisyjną;
  - rozwoju transportu elektrycznego;
  - ograniczenia emisji gazów cieplarnianych;
  - tworzenia nowych dostępnych mocy przyłączeniowych dla odnawialnych źródeł energii.
- **W przypadku zmiany struktury sieci elektroenergetycznej z napowietrznej na kablową korzyści** obejmują m.in.:
  - znaczne ograniczenie przerw w dostawach energii elektrycznej;
  - zwiększenie bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej;
  - poprawę parametrów jakości energii elektrycznej;
  - poprawę komfortu życia i efektywności prowadzenia działalności gospodarczej.

Działania inwestycyjne OSD

- **W przypadku cyfryzacji i automatyzacji korzyści** obejmują:
  - znaczne ograniczenie przerw w dostawach energii elektrycznej;
  - poprawę parametrów i wskaźników jakości energii elektrycznej;
  - zwiększenie efektywności zarządzania siecią elektroenergetyczną;
  - poprawę elastyczności pracy sieci;
  - umożliwienie aktywnego udziału odbiorców w rynku energii.
- **W przypadku liczników zdalnego odczytu korzyści** obejmują:
  - zwiększenie możliwości dostępu do informacji pomiarowych;
  - zwiększenie efektywności zarządzania siecią;
  - stworzenie możliwości oferowania nowych usług na rynku energii;
  - ograniczenie nielegalnego poboru energii elektrycznej;
  - zwiększenie świadomości odbiorców w zakresie zarządzania energią elektryczną;
  - umożliwienie aktywnego udziału klientów w rynku energii.

Działania inwestycyjne OSD

- **Każdy z operatorów systemów dystrybucyjnych ma zróżnicowaną grupę projektów inwestycyjnych, które uznaje za kluczowe i realizuje je w pierwszej kolejności przeznaczając na nie możliwie najwięcej środków finansowych.**
- **W przypadku operatora - PGE Dystrybucja kluczowe projekty inwestycyjne** obejmują:

- program kablowania sieci SN;
- program instalacji liczników zdalnego odczytu;
- program LTE450;
- projekt budowy Centralnej Dyspozycji Mocy - PGE Dystrybucja;
- System Technicznego Zarzadzania Majątkiem Sieciowym;
- przygotowanie systemów IT do nowego modelu wymiany informacji na rynku energii (CSIRE).

Wnioski

- Krajowa sieć dystrybucyjna jest przystosowana do występujących obecnie typowych warunków zapotrzebowania na energię elektryczną i realizacji zadań w stanach normalnych. Stwarza jednak potencjalnie duże zagrożenie bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej które wynikają bezpośrednio z: wieku, stanu technicznego i stopnia wyeksploatowania sieci dystrybucyjnych, dużej ich awaryjności na skutek anomalii pogodowych i ograniczonej przepustowości sieci 110 kV. Ponadto istnieją silne lokalne zagrożenia, które mogą powodować trudności z zasilaniem odbiorców w ekstremalnych warunkach atmosferycznych.
- W przyszłości obecna infrastruktura sieciowa w obszarze dystrybucji będzie niewystarczająca w kontekście bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej i konieczna będzie rozbudowa i modernizacja krajowej sieci dystrybucyjnej.
- Transformacja energetyczna stanowi obecnie jedno z najważniejszych wyzwań stojących przed gospodarką krajową. W procesie tym jedną z kluczowych ról będzie odgrywała krajowa sieć dystrybucyjna, w której obserwuje się dynamiczne zmiany techniczne i technologiczne.
- Rozbudowa, przebudowa i modernizacja krajowej sieci dystrybucyjnej oraz intensyfikacja jej wykorzystania stanowi jeden z głównych warunków efektywnej transformacji sieci dystrybucyjnej w kraju. Stanowi ponadto ogromne wyzwanie dla operatorów systemów dystrybucyjnych zarówno w sferze inwestycyjnej jak i finansowej, które wymaga znacznych nakładów finansowych, właściwego otoczenia regulacyjnego i harmonizacji kierunków wsparcia.
- Obecnie priorytety inwestycyjne operatorów systemów dystrybucyjnych obejmują działania dotyczące: elektryfikacji; elektromobilności; wsparcia dla rozwoju odnawialnych źródeł energii; wzrostu odporności sieci na działanie ekstremalnych warunków atmosferycznych; odtworzenia i modernizacji infrastruktury z uwzględnieniem zmiany technologii; cyfryzacji i automatyzacji; liczników zdalnego odczytu oraz pozostałych projektów wspierających działalność OSD.

Politechnika Wrocławska

DZIĘKUJĘ ZA UWAGĘ

Dr hab. inż. Waldemar DOŁĘGA prof. P. Wr.