

WPŁYW MIKROGENERACJI I ŁADOWANIA SAMOCHODÓW ELEKTRYCZNYCH Z INSTALACJI WEWNĘTRZNEJ PROSUMENTÓW NA PRACĘ SIECI DYSTRYBUCYNEJ NISKIEGO NAPIĘCIA

1. Założenia i cele analizy

Użytkownicy sieci dystrybucyjnych coraz częściej przestają mieć charakter typowego tradycyjnego odbiorcy energii elektrycznej. Dotyczy to również sieci na najniższych poziomach napięciowych. W analizach sieciowych musi więc zacząć obowiązywać model prosumenta, tzn. użytkownika sieci konsumującego energię elektryczną, ale też mającego możliwość jej produkcji (np. mikroźródła) oraz magazynowania (np. w akumulatorach samochodu elektrycznego). Operatorzy sieci dystrybucyjnych coraz wyraźniej muszą zdawać sobie sprawę z konieczności przygotowania tych sieci do sprostania wymogom jakie będą stawiać tak rozumiani ich użytkownicy.

Docelowym modelem pracy sieci jest koncepcja sieci inteligentnej „smart grid”. Powszechnie akceptuje się następującą definicję inteligentnej sieci energetycznej: jest to sieć, która potrafi harmonijnie integrować zachowania i działania wszystkich przyłączonych do niej użytkowników – wytwórców, odbiorców i tych, którzy pełnią obydwie te role – celem zapewnienia zrównoważonego, ekonomicznego i niezawodnego zasilania. Pierwszym etapem rozwoju sieci typu „smart grid” będzie wprowadzenie inteligentnego opomiarowania sieci, a przede wszystkim jej użytkowników („smart metering”).

Obecny stan zaawansowania prac i występujące tendencje wskazują, że zarówno w kraju, jak i za granicą rozwój generacji rozproszonej, a w tym mikrogeneracji, może na wielu obszarach znacznie wyprzedzić wdrażanie systemów „smart grid”. Dzieje się tak pomimo wielu istotnych barier i trudności związanych z instalacją źródeł generacji rozproszonej. Do głównych należą bariery formalno prawne związane z lokalizacją źródeł, „opór” operatorów sieci, bariery finansowe. Głównymi siłami sprzyjającymi rozwojowi generacji rozproszonej jest z jednej strony bardzo szybki postęp technologiczny, rozwój bardzo wielu różnorodnych technologii, stała tendencja obniżania się cen poszczególnych źródeł, z drugiej strony stale zwiększające się ceny nośników energetycznych, możliwość uniezależnienia się

od systemu elektroenergetycznego, poprawa bezpieczeństwa energetycznego poszczególnych użytkowników sieci.

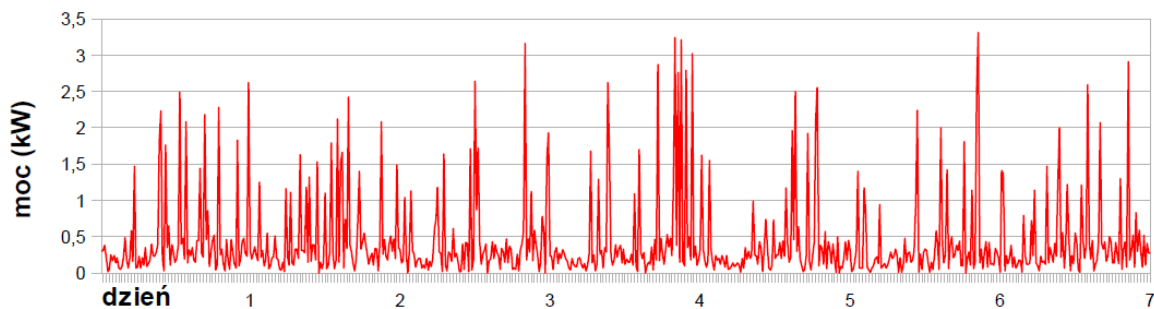
W przypadku sieci typu „smart grid” ich wdrożenie leży po stronie operatora sieci będącego naturalnym monopolistą na danym obszarze. Wymaga od niego olbrzymich nakładów finansowych, a także wielu zmian organizacyjnych, systemu funkcjonowania, wdrożenia odpowiednich systemów informatycznych itp. Należy się więc spodziewać, że o ile nie zostaną do tego zmuszeni przez użytkowników sieci wprowadzających nowe technologie, operatorzy sieci nie będą zainteresowani wdrażaniem sieci inteligentnych na szeroką skalę. Na korzyść źródeł będzie działał efekt „innowacyjności rozproszonej” – podejmowanie decyzji przez wielu „rozproszonych” inwestorów wspomaganych działaniami coraz większej liczby poważnych, dużych firm zainteresowanych rozwojem produkcji źródeł i związanych z nimi technologii.

W przedstawionych w artykule badaniach przyjęto szereg podstawowych założeń wynikających z wyżej podanych stwierdzeń. Przede wszystkim badano wpływ generacji rozproszonej, a także pojawiających się na szeroką skalę samochodów elektrycznych na pracę sieci dystrybucyjnej pozostającej w istniejącej strukturze. Celem badań było określenie możliwego zakresu wdrożenia mikrogeneracji i systemów ładowania samochodów elektrycznych z instalacji wewnętrznej prosumenta bez konieczności znacznej rozbudowy sieci. Przyjęto również założenie, że rozwój generacji rozproszonej, a także wpływ ładowania samochodów elektrycznych na danym terenie zależeć będzie wyłącznie od indywidualnych decyzji poszczególnych inwestorów. Będą więc miały na niego wpływ możliwości lokalizacyjne, zasobność portfela, indywidualne preferencje itp. Może on zachodzić wg różnych scenariuszy. Rozwój ten nie będzie natomiast zależeł od uwarunkowań sieciowych. To rozwój sieci powinien nadążać za potrzebami jej użytkowników.

2. Potencjalna moc pobierana i generowana w węźle sieci

Węzłami analizowanej sieci nN są przede wszystkim punkty przyłączenia do sieci poszczególnych prosumentów, a także rozgałęzienia w sieci i węzły zasilające (stacje SN/nN). Przyjęto, że w węzłach możliwe są dwie podstawowe kategorie odbioru energii – typowy odbiorca w taryfie G (odbiorcy komunalno-bytowi) lub C (usługi, drobna wytwórczość) oraz stacja ładowania samochodu elektrycznego. W przypadku mikrogeneracji ograniczono się do dwóch obecnie najbardziej dostępnych i rozpowszechnionych technologii, tzn. do mikrowiatraków i źródeł fotowoltaicznych.

W przypadku odbiorców taryfowych do analiz wykorzystano modele oparte na pomiarach rzeczywistych całorocznych przebiegów obciążenia (dane 15-to minutowe). Przykładowy przebieg obciążenia przedstawiono na rys. 1.

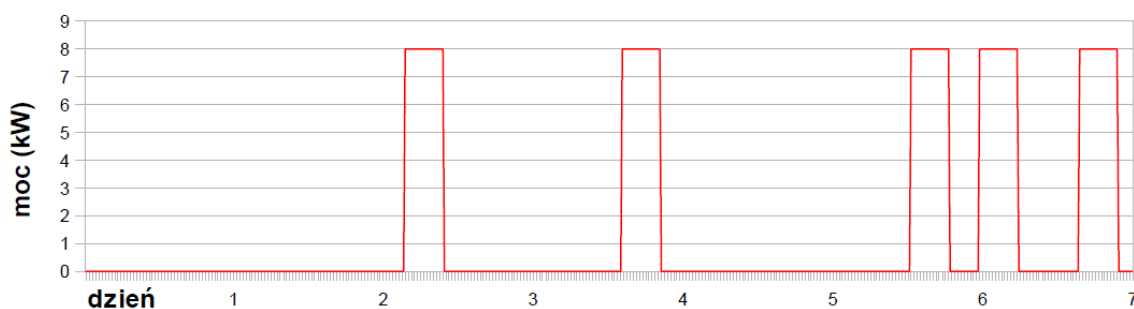


Rys. 1. Przykładowy przebieg obciążenia odbiorcy komunalno-bytowego w okresie zimowym

Ładowanie samochodów elektrycznych może odbywać się w wyodrębnionych profesjonalnych stacjach szybkiego ładowania typu stacja benzynowa. Do ładowania akumulatorów w krótkim czasie wykorzystuje się wtedy stosunkowo duże moce (na poziomie kilkuset kilowatów). Stacje takie będą musiały posiadać wyodrębnione zasilanie z sieci SN, nie będą więc stanowiły obciążenia sieci niskiego napięcia. Ładowanie samochodu z instalacji wewnętrznej użytkownika sieci nN może odbywać się przy zakresach mocy rzędu kilku, kilkunastu kilowatów i czasach rzędu kilku godzin. Dla określenia modelu obciążenia przyjęto następujące założenia:

- zasobnik samochodu elektrycznego o pojemności 40 kWh ładowany przez 6 h przy pobieranej stałej mocy ok. 8 kW (uwzględniono sprawność akumulatorów),
- średnie zużycie energii przez samochód wynoszące ok. 20 kWh/100km,
- przy przejechanych 10 000 km/rok daje to ok. 50 ładowań rocznie (raz w tygodniu), przy przejechanych 20 000 km/rok daje to ok. 100 ładowań rocznie (dwa tygodniowo), przy przejechanych 50 000 km/rok (mogą to być także dwa samochody w gospodarstwie domowym mające przebiegi po 25 000 km/rok) - ładowanie co 36 h,
- w modelu przyjęto, że cykle ładowania są rozłożone równomiernie w ciągu roku (np. dla przebiegu 10 000 km/rok w każdym tygodniu w ciągu roku występuje jedno ładowanie), natomiast moment rozpoczęcia ładowania w danym cyklu jest losowy.

Przykładowy przebieg obciążenia przydomowej stacji ładowania samochodu elektrycznego przedstawiono na rys. 2.

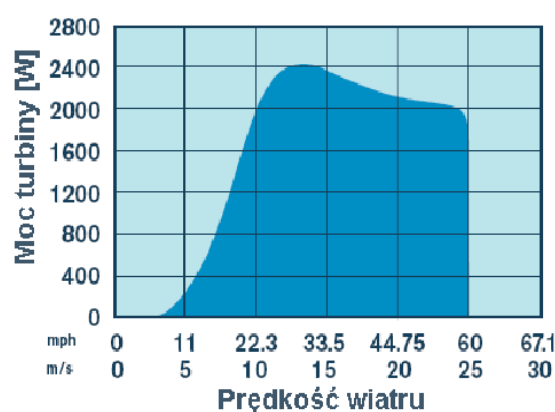


Rys. 2. Przykładowy przebieg obciążenia stacji ładowania samochodu elektrycznego o przebiegu 50 000 km/rok

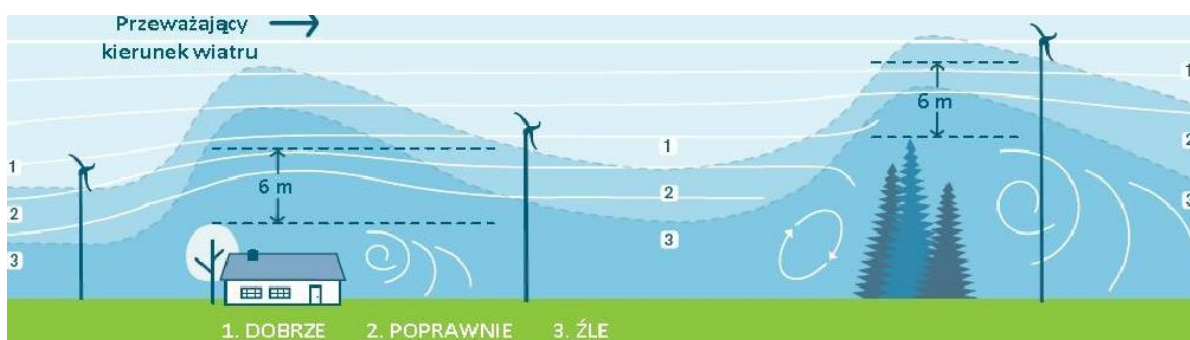
Model źródła związany z generacją wiatrową oparto na całorocznych rzeczywistych pomiarach prędkości wiatru w terenie odsłoniętym o dobrych warunkach wiatrowych. Podstawową rolę przy określaniu generowanych przebiegów odgrywają jednak założenia dotyczące możliwej mocy zainstalowanych źródeł w danym węzle sieci. Przyjęto, że decydujące będą tutaj możliwości lokalizacyjne – wielkość działki, odległości od sąsiadów, zabudowa terenu itp.

Na rys. 3 przedstawiono parametry przykładowego mikrowiatraka z poziomą osią obrotu (rozwiązanie najbardziej rozpowszechnione) wraz z krzywą wykorzystania mocy turbiny w zależności od prędkości wiatru. Należy tutaj zwrócić uwagę na wymiary samej turbiny – prawie czterometrowa średnica wirnika.

Dane techniczne Skystream 3.7	
Moc nominalna	1,8 kW
Moc maksymalna	2,4 kW
Średnica wirnika	3,72 m
Powierzchnia robocza wirnika	10,87 m ²
Łopaty wirnika	3 sztuki wykonane z włókna szklanego wzmoczonego materiałami kompozytowymi
Startowa prędkość wiatru	3,5 m/s
Nominalna prędkość wiatru	9 m/s
Odporność na wiatr	Do około 63 m/s
Ochrona przed zbyt silnym wiatrem	Elektroniczny system kontroli prędkości obrotowej i hamowania
System ustawiania do wiatru	Pasywny
Parametry sieci współpracującej	230VAC 50Hz
Generowany hałas	45 dB w odległości 12 m od turbiny



Rys. 3. Parametry przykładowego mikrowiatraka z poziomą osią obrotu



Rys. 4. Wysokość na jakiej należy umieścić turbinę wiatraka z poziomą osią obrotu

Bardzo istotnym parametrem z punktu widzenia uciążliwości dla otoczenia jest również poziom hałasu emitowanego przez kręcący się wirnik – ok. 45 dB w odległości 12 m od turbiny. Jest to poziom dopuszczalny w nocy w terenach miejskich, w terenie wiejskim wynosi on 40 dB. Na rys. 4 przedstawiono zalecaną wysokość na jakiej należy umieścić turbinę. Jak widać na rysunku optymalne jest umieszczenie turbiny ok. 6 m powyżej najwyższego obiektu w otoczeniu mikrowiatraka. Na rys. 5 i w tablicy 1 przedstawiono lokalizację oraz dane przykładowego mikrowiatraka z pionową osią obrotu.

Jego podstawową zaletą jest wykorzystywanie wiatrów turbulentnych. Nie musi być więc umieszczany wysoko ponad otaczającymi obiektami. Ma on jednak zwykle niższą sprawność od dobrze zlokalizowanego wiatraka z poziomą osią obrotu i jest także zwykle droższy (dla porównywalnych mocy).

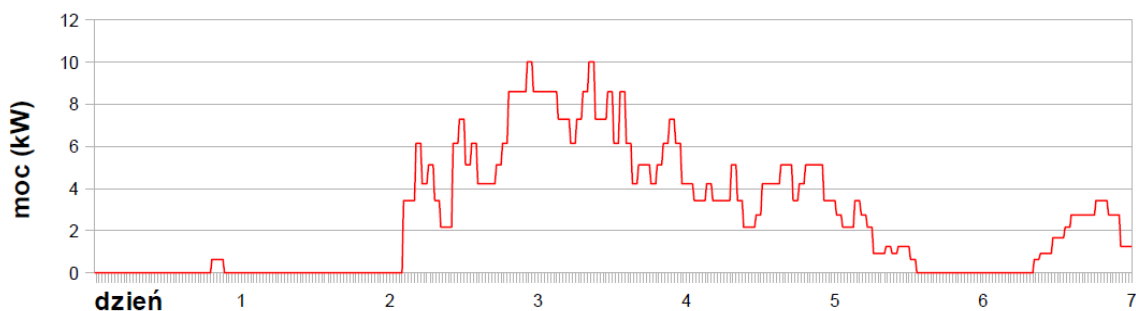


Rys. 5. Lokalizacja mikrowiatraka z pionową osią obrotu

Tab. 1. Przykładowe parametry mikrowiatraka z pionową osią obrotu

Moc nominalna	3000 W
Wiatr startowy	2 m/s
Wiatr użytkowy	4 – 25 m/s
Długość śmigieł	3,6 m
Średnica turbiny	3,0 m
Waga turbiny	500 kg

Biorąc pod uwagę powyższe własności mikrowiatraków i występujące ograniczenia należy się spodziewać, że występujące lokalizacje na szerszą skalę mogą się pojawić na terenach wiejskich oraz podmiejskich (np. osiedla domków jednorodzinnych) przy stosunkowo niewielkich zainstalowanych mocach. W analizach przyjęto moce w zakresie od 0,5 do 20 kW, przy czym typowe są moce na poziomie pojedynczych kilowatów. Przykładowy przebieg generowanej mocy w węźle sieci z mikrowiatrakiem przedstawiono na rys. 6.

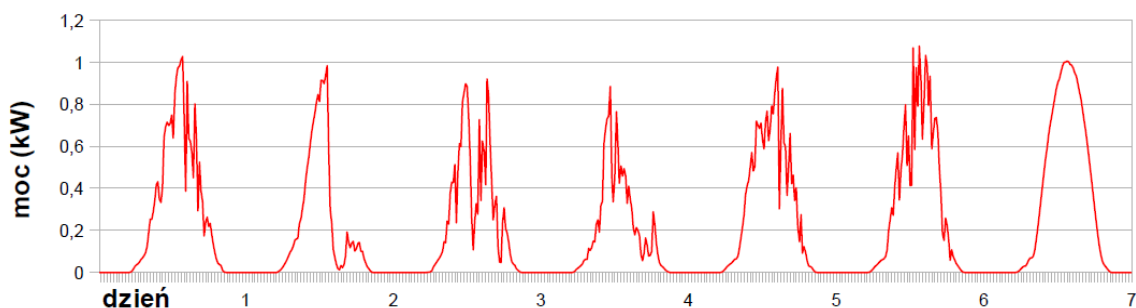


Rys. 6. Przykładowy przebieg mocy generowanej w okresie zimowym w mikrowiatraku o mocy maksymalnej 10 kW

Praktycznie nieuciążliwe dla otoczenia są źródła fotowoltaiczne. Barierą ograniczającą możliwą do uzyskania moc jest dostępna powierzchnia, na której można je zainstalować. W chwili obecnej istotne są również wysokie koszty. W analizach przyjęto powierzchnię wykorzystywanych źródeł fotowoltaicznych w zakresie od 5 do 50 m². Uzyskana moc zależy również od sprawności źródeł. Obecne wykorzystywane rozwiązania osiągają sprawności na poziomie do 15 %. Na rynku proponowane są już także panele hybrydowe, dla których producenci deklarują sprawności bliskie 20 %. Przykładowe parametry panelu fotowoltaicznego dostępnego na rynku podano w tabelicy 2. Podobnie jak w przypadku mikrowiatraków model źródła fotowoltaicznego oparto na całorocznych rzeczywistych pomiarach generowanej mocy w pracującym źródle. Przykładowy przebieg generowanej mocy przedstawiono na rys. 7.

Tab. 2. Przykładowe parametry panelu fotowoltaicznego

Moc maksymalna	130 W
Długość	1485 mm
Szerokość	668 mm
Grubość	35 mm
Waga	11,6 kg
Wydajność	90 % do 10 lat 80 % do 25 lat



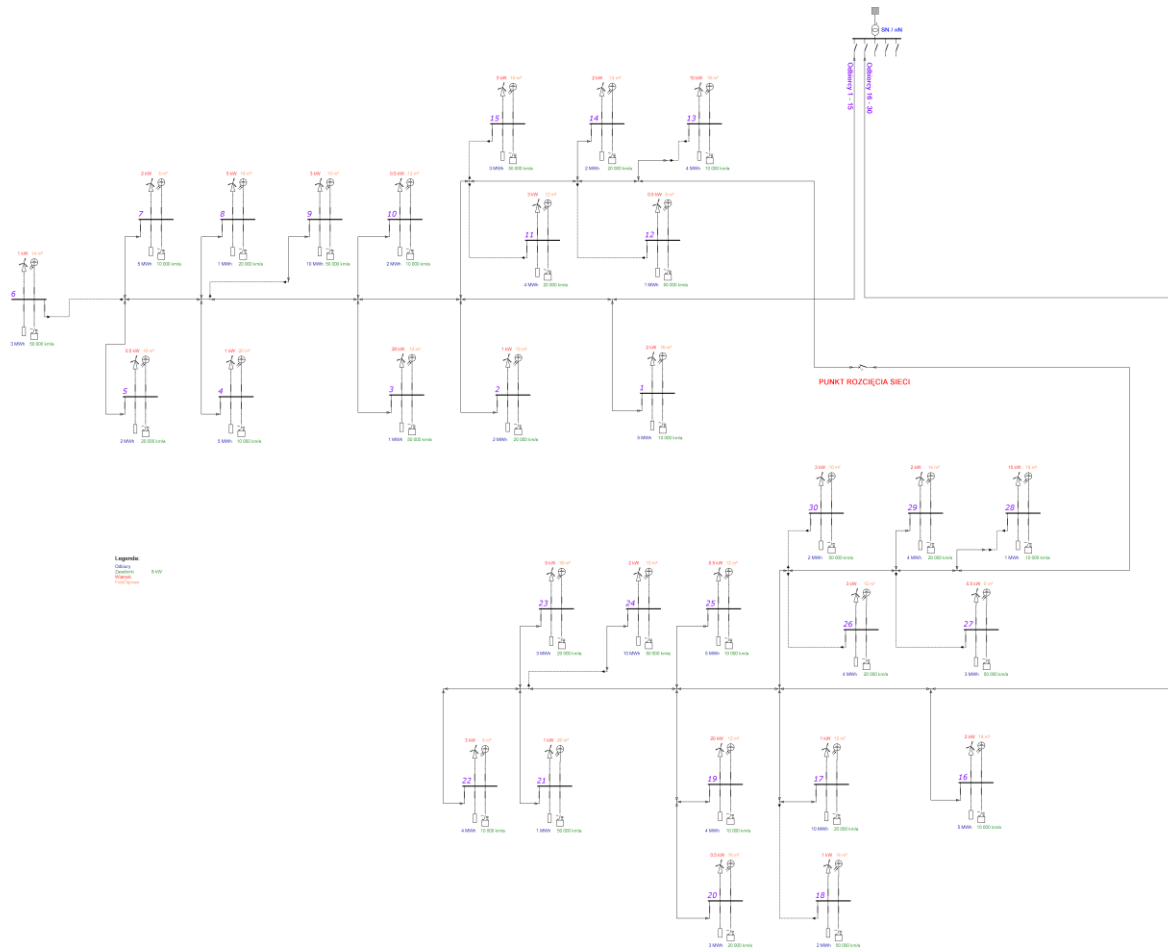
Rys. 7. Przykładowy przebieg mocy generowanej w okresie letnim w źródle fotowoltaicznym o powierzchni 8 m²

3. Przyjęte modele sieci, struktura odbiorców i generacji

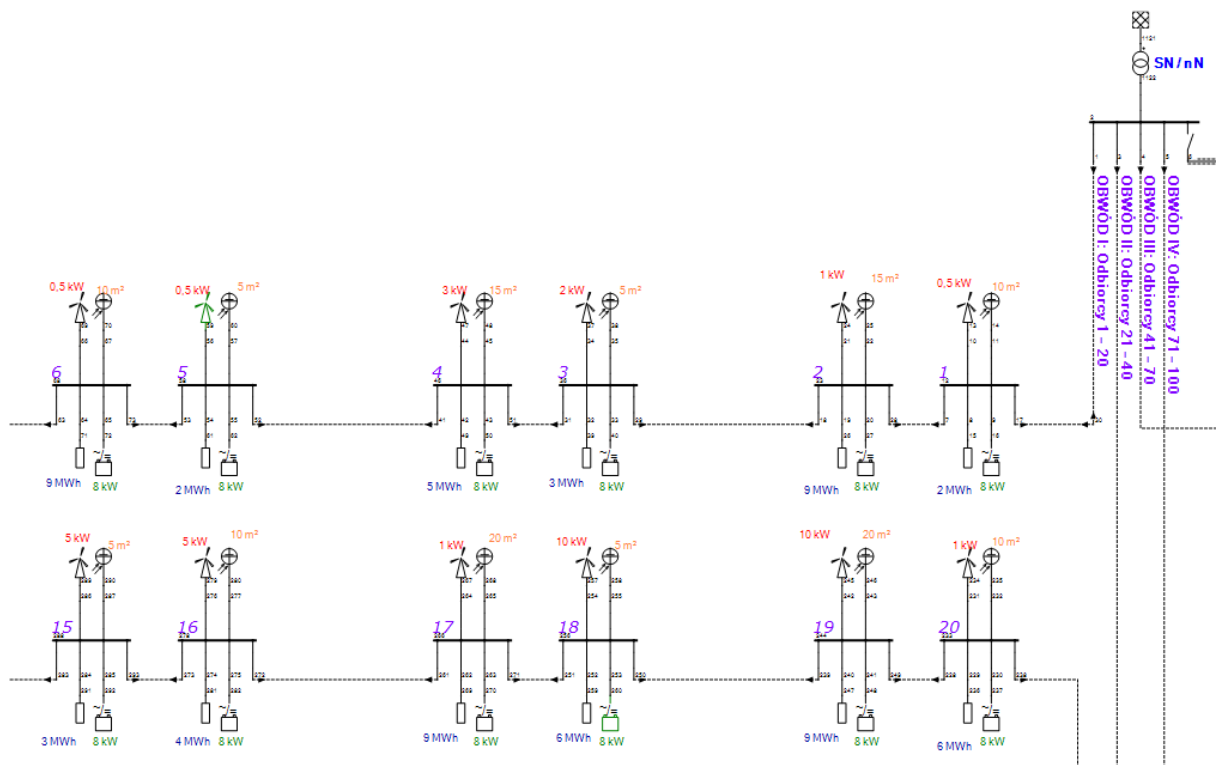
W analizach rozpatrywano dwa podstawowe modele sieci, dla których możliwe jest wprowadzenie mikrogeneracji na szerszą skalę:

- sieć terenowa na obszarach wiejskich – sieć napowietrzna,
- sieć podmiejska na obszarach o niskiej zabudowie jednorodzinnej – sieć kablowa.

Modele sieci przedstawiono na rys. 8 i 9. Parametry sieci (tablica 3) odpowiadają typowym istniejącym sieciom niskiego napięcia.



Rys. 8. Model sieci terenowej



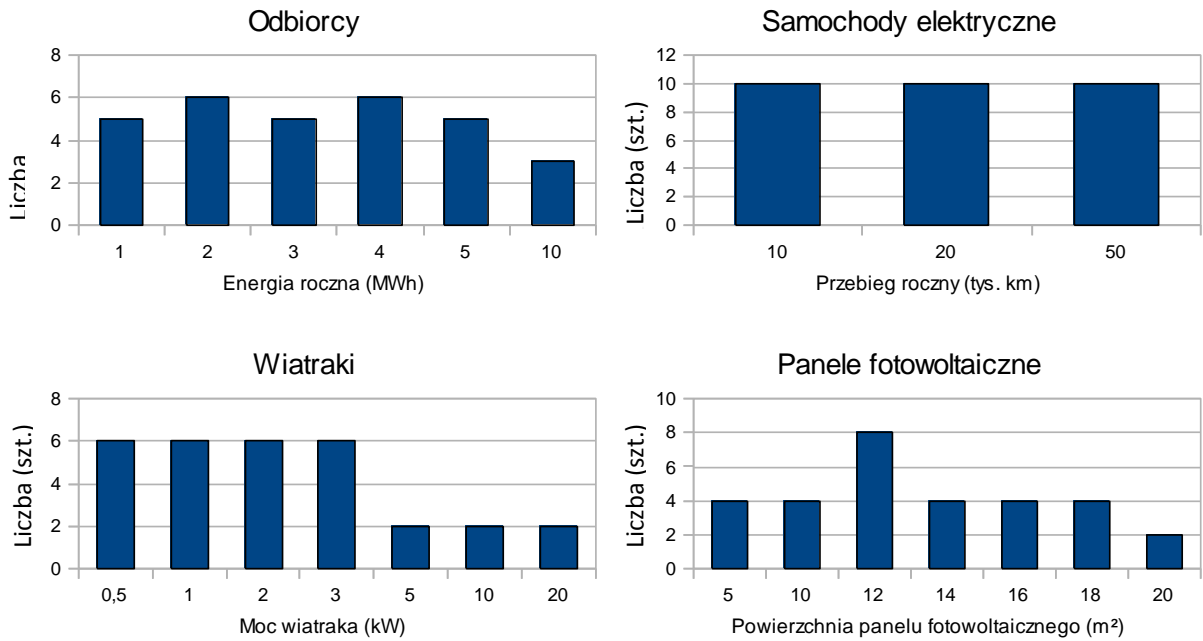
Rys. 9. Fragment modelu sieci podmiejskiej

Tab. 3. Parametry sieci modelowych

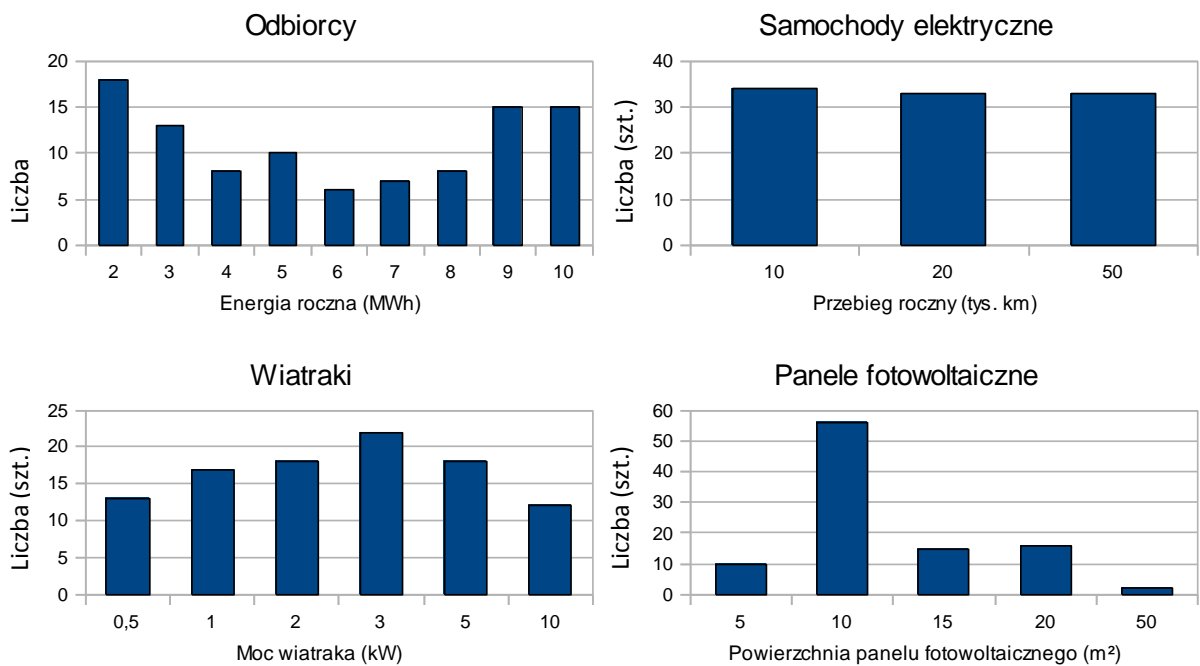
Sieć	Podmiejska kablowa	Terenowa napowietrzna
Moc transformatora SN/nN [kVA]	250	100
Liczba obwodów odbiorczych	4	2
Liczba węzłów odbiorczych	100	30
Przekrój linii [mm ²]	240	25 ÷ 70
Sumaryczna długość linii [m]	2710	1620

Strukturę odbioru i generacji w sieci przedstawiono na rysunkach 10 i 11. Uwzględniono w niej możliwe prawdopodobne preferencje inwestorów w zależności od typu sieci (miejska czy wiejska). W sieci podmiejskiej ze względu na istniejące bariery lokalizacyjne przyjęto mniejszą maksymalną moc mikrowiatraków w stosunku do sieci terenowej. Większa jest natomiast moc źródeł fotowoltaicznych.

Symulacji pracy sieci na danym terenie dokonano dla różnych scenariuszy rozwoju generacji rozproszonej oraz systemów ładowania samochodów elektrycznych. Przyjęto szereg wariantów zdefiniowanych procentowym udziałem poszczególnych elementów w węzłach sieciowych. Rozpatrywano równomierny rozwój generacji i odbioru, a także scenariusze przewidujące tylko występowanie generacji bez ładowania samochodów elektrycznych lub przeciwnie, scenariusze przewidujące wyłącznie wzrost obciążeń w węzłach sieci spowodowany ładowaniem samochodów.



Rys. 10. Struktura odbioru i generacji w modelowej sieci terenowej



Rys. 11. Struktura odbioru i generacji w modelowej sieci podziemnej

W przypadku dużej zmienności rozptyłów mocy w sieciach atrakcyjna wydaje się możliwość pracy sieci w konfiguracji zamkniętej. Taka zmienność będzie występować w analizowanych sieciach. Już sami odbiorcy na niskim napięciu charakteryzują się dużą zmiennością obciążeń. Zmienność ta będzie dodatkowo potęgowana przez zmienność generacji w znacznym stopniu uzależnionej od szybko zmieniających się warunków atmosferycznych. Z tego względu w analizach uwzględniono również wariant pracy sieci

z największym nasyceniem odbioru i generacji w konfiguracji zamkniętej. Należy tu podkreślić, że nie wprowadza to jakiś znacznych dodatkowych wymagań eksploatacyjnych. Z punktu widzenia prowadzenia ruchu i eksploatacji sieci, jeżeli występują w niej źródła, i tak musi ona być traktowana jako sieć wielostronnie zasilana. Należy również dodać, że wprowadzenie konfiguracji zamkniętej może mieć znaczenie przede wszystkim w sieci miejskiej, gdzie występują zamknięte struktury sieci i istnieje możliwość wielokrotnych powiązań istniejących ciągów sieciowych. W sieciach terenowych najczęściej występuje typowa struktura drzewiasta i możliwe jest co najwyżej zamknięcie głównych ciągów zasilających.

Szczegółowy opis rozpatrywanych wariantów przedstawiono w tabelicy 4. W wariantach W1, W3 i W5 rozmieszczenia generacji i instalacji ładowania samochodów dokonano w sposób losowy niezależnie dla źródeł wiatrowych, fotowoltaicznych i instalacji ładowania. W sieci istnieją więc węzły posiadające tylko pojedyncze źródło lub instalację, a także węzły posiadające różne kombinacje poszczególnych elementów.

Tab. 4. Analizowane warianty rozwoju generacji rozproszonej i instalacji ładowania samochodów elektrycznych

Wariant	Skrócony opis	Szczegółowy opis
W0	0s_0z	Wariant odniesienia, istniejąca sieć bez źródeł generacji rozproszonej i instalacji ładowania samochodów elektrycznych
W1	30s_0z	Rozwój wyłącznie instalacji ładowania, występują w 30 % ogólnej liczby węzłów
W2	100s_0z	Rozwój wyłącznie instalacji ładowania, występują we wszystkich węzłach odbiorczych
W3	0s_30z	Rozwój wyłącznie generacji rozproszonej, występuje w 30 % ogólnej liczby węzłów
W4	0s_100z	Rozwój wyłącznie generacji rozproszonej, występuje we wszystkich węzłach
W5	30s_30z	Równomierny rozwój generacji rozproszonej i instalacji ładowania, źródła i instalacje występują w 30 % ogólnej liczby węzłów
W6	100s_100z	Równomierny rozwój generacji rozproszonej i instalacji ładowania, źródła i instalacje występują we wszystkich węzłach
W7	100s_100z_#	Rozwój jak wyżej, sieć pracuje w konfiguracji zamkniętej

4. Analiza pracy sieci

Analizy pracy sieci dokonano na podstawie wykonanych symulacji dla przedstawionych wariantów rozwoju generacji i instalacji ładowania samochodów elektrycznych, w różnych warunkach atmosferycznych (sezonach pogodowych), dla sieci terenowej i podmiejskiej. Symulowano rozptyły mocy w sieci w okresie jednego miesiąca w sezonie zimowym i letnim. Obciążenia i generowane moce były uśredniane w przedziałach 15-to minutowych. Jako narzędzie obliczeniowe wykorzystano program „OeS – Obliczenia sieciowe”, który został wyposażony w dodatkowe moduły umożliwiające modelowanie i analizę całorocznych przebiegów obciążenia i generacji w źródłach rozproszonych.

Tab. 5. Zestawienie podstawowych parametrów sieciowych

Sieć	Wariant	W0	W1	W2	W3	W4	W5	W6	W7
Sieć terenowa – LATO	Energia pobierana z sieci SN w MWh	7,6	12,6	23,9	3,6	2,3	8,8	13,5	13,5
	Energia oddawana do sieci SN w MWh	0,0	0,0	0,0	1,8	9,4	1,2	4,3	4,3
	Maksymalne obciążenie stacji SN/nN w kW	30	48	77	54	126	48	117	117
	Energia konsumowana przez odbiorców w MWh	7,0	7,0	7,0	7,0	7,0	7,0	7,0	7,0
	Maks. obciążenie sieci przez odbiorców w kW	30	30	30	30	30	30	30	30
	Energia konsum. przez samoch. elektr. w MWh	0,0	5,0	16,2	0,0	0,0	5,8	16,3	16,3
	Maks. obciąż. sieci przez samoch. elektr. w kW	0	32	55	0	0	32	56	56
	Energia wytw. w źródłach wiatrowych w MWh	0,0	0,0	0,0	3,9	8,9	3,9	8,9	8,9
	Maksymalna moc źródeł wiatrowych w kW	0	0	0	53	107	53	107	107
	Energia wytw. w źródłach fotowolt. w MWh	0,0	0,0	0,0	1,9	5,8	1,9	5,8	5,8
	Maks. moc źródeł fotowoltaicznych w kW	0	0	0	17	53	17	53	53
	Maksymalne obciążenie odcinka linii w A	31	47	82	47	104	47	92	89
	Maksymalne napięcie w węźle sieci w V	400	400	400	405	409	405	408	408
	Minimalne napięcie w węźle sieci w V	400	399	398	400	400	400	399	399
	Straty energii w sieci w MWh	0,03	0,10	0,30	0,03	0,12	0,09	0,24	0,23
Względne straty energii w sieci %	0,40	0,78	1,27	0,36	0,70	0,62	0,86	0,83	
Sieć terenowa – ZIMA	Energia pobierana z sieci SN w MWh	12,0	17,0	28,3	4,8	2,4	8,9	12,4	12,4
	Energia oddawana do sieci SN w MWh	0,0	0,0	0,0	3,6	13,9	2,6	7,6	7,6
	Maksymalne obciążenie stacji SN/nN w kW	44	58	88	62	115	60	107	107
	Energia konsumowana przez odbiorców w MWh	11,1	11,1	11,1	11,1	11,1	11,1	11,1	11,1
	Maks. obciążenie sieci przez odbiorców w kW	44	44	44	44	44	44	44	44
	Energia konsum. przez samoch. elektr. w MWh	0,0	5,0	16,2	0,0	0,0	5,0	16,3	16,3
	Maks. obciąż. sieci przez samoch. elektr. w kW	0	32	55	0	0	32	56	56
	Energia wytw. w źródłach wiatrowych w MWh	0,0	0,0	0,0	10,2	21,7	10,2	21,7	21,7
	Maksymalna moc źródeł wiatrowych w kW	0	0	0	71	122	71	122	122
	Energia wytw. w źródłach fotowolt. w MWh	0,0	0,0	0,0	0,6	1,8	0,6	1,8	1,8
	Maks. moc źródeł fotowoltaicznych w kW	0	0	0	14	43	14	43	43
	Maksymalne obciążenie odcinka linii w A	47	52	96	48	86	49	83	79
	Maksymalne napięcie w węźle sieci w V	400	400	400	406	408	405	407	407
	Minimalne napięcie w węźle sieci w V	399	399	398	399	399	399	399	399
	Straty energii w sieci w MWh	0,08	0,16	0,40	0,09	0,23	0,13	0,32	0,31
Względne straty energii w sieci %	0,64	0,94	1,41	0,56	0,87	0,68	0,89	0,86	

Tab. 5. Zestawienie podstawowych parametrów sieciowych cd.

Sieć	Wariant	W0	W1	W2	W3	W4	W5	W6	W7
Sieć osiedlowa – LATO	Energia pobierana z sieci SN w MWh	39,9	52,9	89,7	26,5	13,2	38,8	47,7	47,7
	Energia oddawana do sieci SN w MWh	0,0	0,0	0,0	1,5	31,2	0,8	16,0	16,0
	Maksymalne obciążenie stacji SN/nN w kW	94	158	252	92	493	158	443	443
	Energia konsumowana przez odbiorców w MWh	36,9	36,9	36,9	36,9	36,9	36,9	36,9	36,9
	Maks. obciążenie sieci przez odbiorców w kW	94	94	94	94	94	94	94	94
	Energia konsum. przez samoch. elektr. w MWh	0,0	12,9	49,3	0,0	0,0	12,9	49,3	49,3
	Maks. obciąż. sieci przez samoch. elektr. w kW	0	71	204	0	0	71	205	205
	Energia wytw. w źródłach wiatrowych w MWh	0,0	0,0	0,0	10,0	35,7	10,0	35,7	35,7
	Maksymalna moc źródeł wiatrowych w kW	0	0	0	118	434	118	434	434
	Energia wytw. w źródłach fotowolt. w MWh	0,0	0,0	0,0	4,8	22,2	4,8	22,2	22,2
	Maks. moc źródeł fotowoltaicznych w kW	0	0	0	47	172	47	172	172
	Maksymalne obciążenie odcinka linii w A	60	80	137	59	231	78	227	227
	Maksymalne napięcie w węźle sieci w V	399	399	399	403	423	403	421	421
	Minimalne napięcie w węźle sieci w V	398	397	395	398	400	397	396	396
	Straty energii w sieci w MWh	0,32	0,51	1,42	0,21	0,81	0,35	1,08	0,90
Względne straty energii w sieci %	0,79	0,97	1,58	0,50	1,13	0,64	1,02	0,85	
Sieć osiedlowa – ZIMA	Energia pobierana z sieci SN w MWh	63,7	76,7	113,4	40,0	16,1	52,4	48,2	48,2
	Energia oddawana do sieci SN w MWh	0,0	0,0	0,0	1,6	42,8	1,0	25,1	25,1
	Maksymalne obciążenie stacji SN/nN w kW	169	211	287	163	404	211	357	357
	Energia konsumowana przez odbiorców w MWh	58,8	58,8	58,8	58,8	58,8	58,8	58,8	58,8
	Maks. obciążenie sieci przez odbiorców w kW	169	169	169	169	169	169	169	169
	Energia konsum. przez samoch. elektr. w MWh	0,0	12,9	49,3	0,0	0,0	12,9	49,3	49,3
	Maks. obciąż. sieci przez samoch. elektr. w kW	0	71	204	0	0	71	205	205
	Energia wytw. w źródłach wiatrowych w MWh	0,0	0,0	0,0	23,5	84,4	23,5	84,4	84,4
	Maksymalna moc źródeł wiatrowych w kW	0	0	0	121	441	121	441	441
	Energia wytw. w źródłach fotowolt. w MWh	0,0	0,0	0,0	1,6	5,8	1,6	5,8	5,8
	Maks. moc źródeł fotowoltaicznych w kW	0	0	0	38	142	38	142	142
	Maksymalne obciążenie odcinka linii w A	130	130	173	110	216	121	195	155
	Maksymalne napięcie w węźle sieci w V	399	399	399	403	420	402	418	412
	Minimalne napięcie w węźle sieci w V	397	396	394	397	397	396	396	397
	Straty energii w sieci w MWh	0,81	1,09	2,26	0,48	1,41	0,68	1,52	1,33
Względne straty energii w sieci %	1,28	1,43	2,00	0,74	1,32	0,87	1,10	0,96	

Analizie podlegały podstawowe parametry sieciowe, takie jak: bilans mocy i energii w sieci, poziomy napięć w węzłach, obciążenia poszczególnych odcinków linii, obciążenia stacji zasilających SN/nN, straty w sieci. Jako główne zagrożenie dla prawidłowego funkcjonowania sieci w danej strukturze przyjmowano nadmierny wzrost lub obniżenie poziomu napięć w węzłach oraz możliwe przeciążenia prądowe elementów sieciowych. W tabelicy 5 zamieszczono szczegółowe zestawienie wszystkich podstawowych parametrów sieciowych otrzymanych w wyniku symulacji.

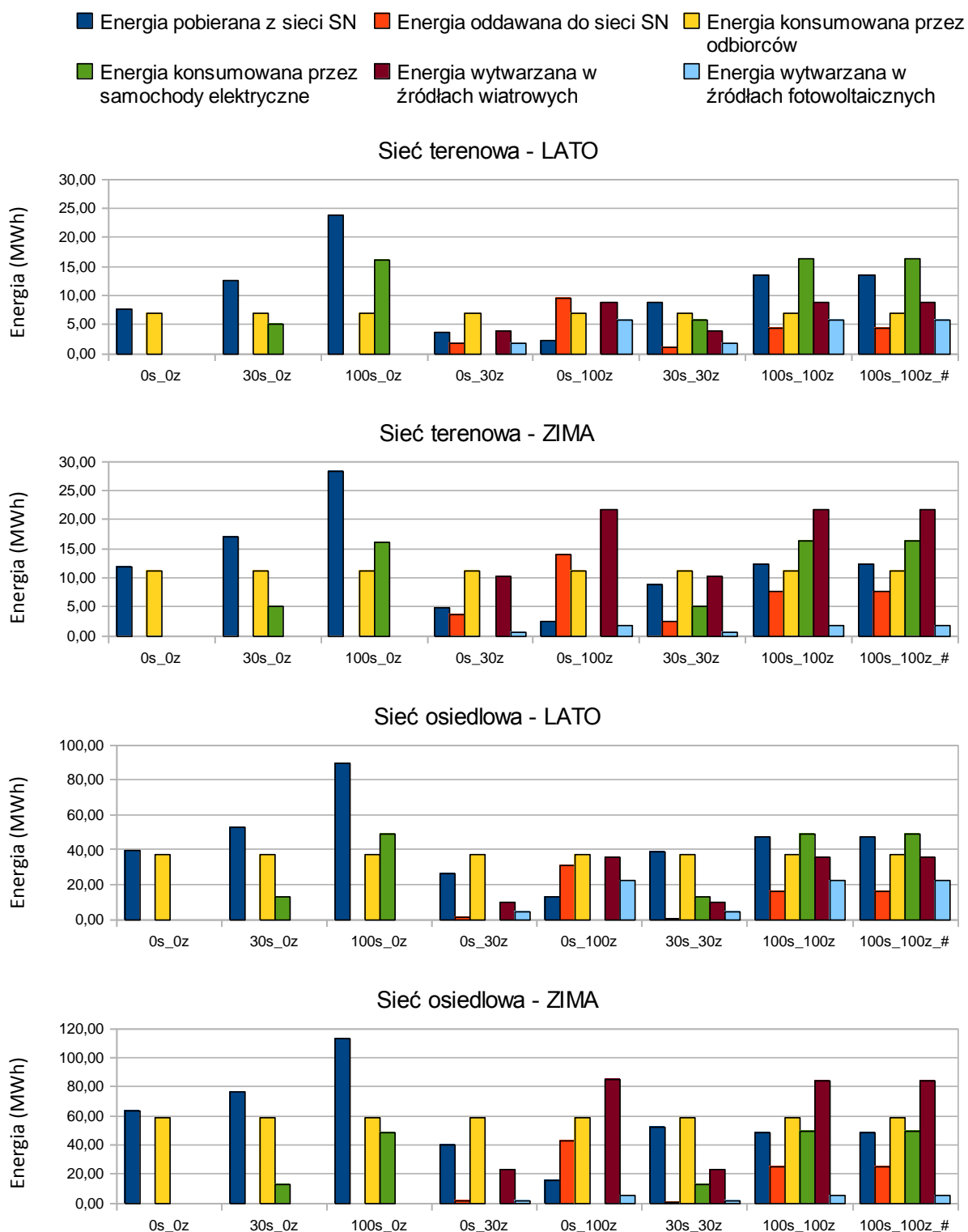
4.1. Bilans mocy i energii

Bilans energii w modelowanych sieciach przedstawiono graficznie na rys. 12. Przede wszystkim należy stwierdzić, że zarówno zapotrzebowanie energetyczne samochodów elektrycznych, jak i możliwości produkcyjne w analizowanych mikroźródłach rozproszonych na danym terenie, są wielkościami porównywalnymi (tego samego rzędu) z wielkością zużywanej energii elektrycznej przez odbiorców tradycyjnych. Bardzo zbliżone są poziomy zapotrzebowania odbiorów tradycyjnych i samochodów elektrycznych. Wprowadzenie jakościowo nowych odbiorów (samochód elektryczny) czy też generacji rozproszonej nie zmienia więc w jakiś zasadniczy sposób warunków funkcjonowania sieci elektroenergetycznej. Fakt ten jest wart podkreślenia ponieważ przy wyznaczaniu zapotrzebowanej lub generowanej energii nie brano pod uwagę żadnych założeń dotyczących aktualnego stanu lokalnego systemu elektroenergetycznego, tzn. stanu sieci, możliwości zasilania, możliwości przesyłowych itp. Określano je tylko i wyłącznie na podstawie warunków użytkowania (samochody elektryczne) lub lokalnych warunków i ograniczeń terenowych (źródła rozproszone), tzn. czynników zewnętrznych i niezależnych w stosunku do systemu elektroenergetycznego.

Szczegółowa analiza przedstawionych wyników obliczeń wskazuje, że dla przyjętych założeń następuje pełne zbilansowanie zapotrzebowanej energii przez tradycyjnych odbiorców mikrogeneracją rozproszoną, jeżeli występowałaby ona u ok. 30 do 50 % prosumentów. Jeżeli uwzględni się dodatkowe zapotrzebowanie pochodzące od samochodów elektrycznych, aby uzyskać pełne zbilansowanie wszyscy użytkownicy sieci powinni zainstalować mikroźródła (powinni stać się prosumentami). Poziom zapotrzebowania i generacji jest naturalnie zmienny w czasie. Musi więc być okresowo bilansowany z sieci nadrzędnej. Kierunek przepływu energii zmienia się w zależności od tego czy w danym czasie przeważa generacja, czy pobór energii.

Należy zwrócić uwagę, że występują duże różnice w możliwościach produkcyjnych w zależności od pory roku – latem na korzyść źródeł fotowoltaicznych, zimą na korzyść źródeł wiatrowych. Generalnie większy potencjał produkcyjny mają źródła wiatrowe. Ze względu jednak na większe problemy z zainstalowaniem oraz uciążliwość dla otoczenia należy ich się spodziewać mniej.

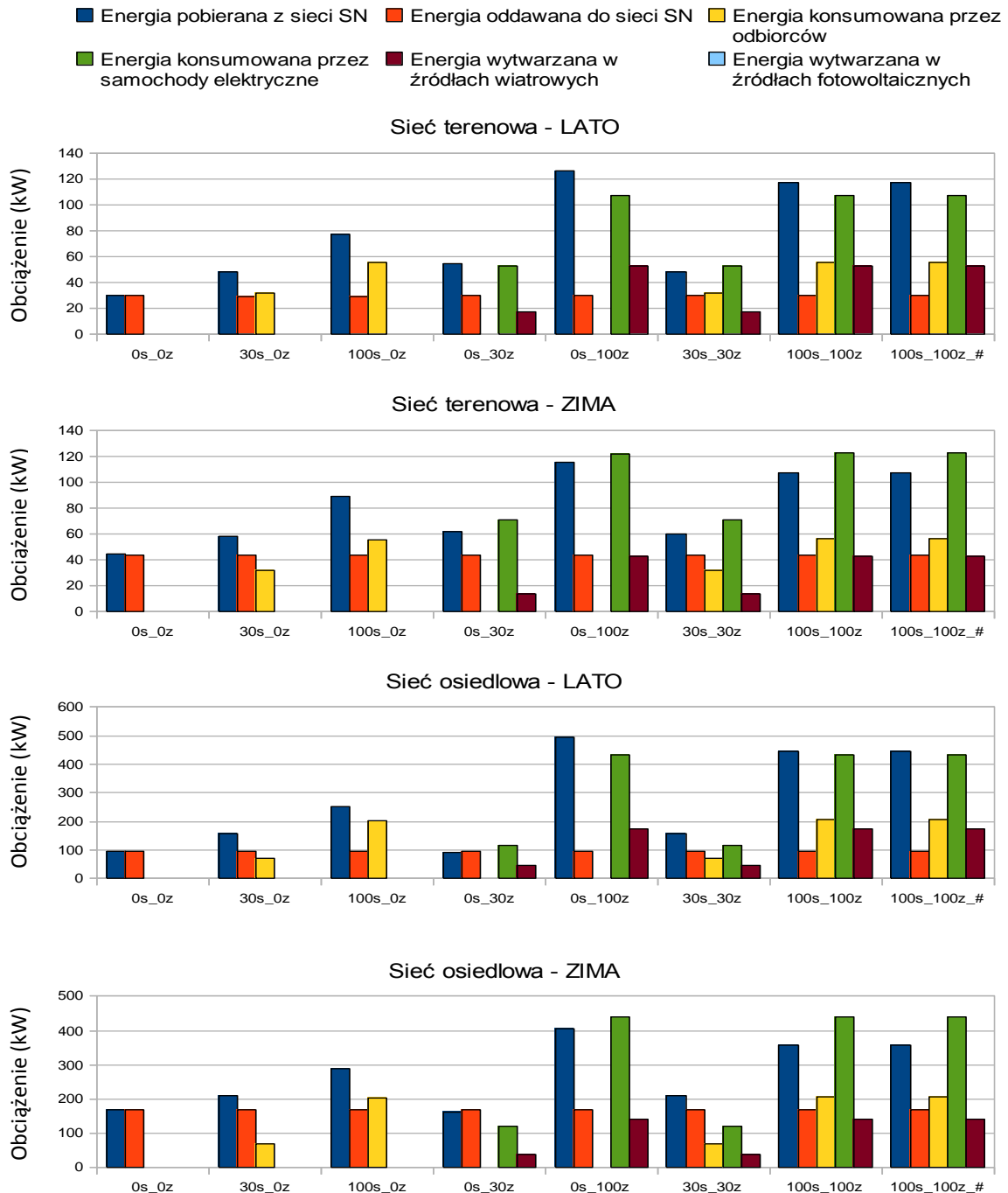
W sieci terenowej i podmiejskiej (osiedlowej) opisane wyżej relacje są podobne. Występują pomiędzy tymi sieciami różnice, nie zmieniają one jednak zasadniczych wniosków.



Rys. 12. Bilans energii w modelowanych sieciach

Bilans mocy w modelowanych sieciach przedstawiono graficznie na rys. 13. Tradycyjna sieć, w której nie występują źródła jest stosunkowo słabo obciążona (zwłaszcza sieć terenowa). Z punktu widzenia jednostkowych maksymalnych wartości mocy sytuacja zmienia się istotnie po pojawieniu się źródeł i/lub instalacji do ładowania samochodów elektrycznych. Pojawiają się w sieci źródła wytwórcze o stosunkowo dużej mocy

jednostkowej. Dotyczy to przede wszystkim źródeł wiatrowych. Maksymalne obciążenie sieci (objawiające się przede wszystkim możliwym przeciążeniem transformatora w stacji zasilającej) występuje w momencie maksymalnej generacji wiatrowej i słabego obciążenia sieci (latem w nocy). Należy tutaj jednak podkreślić, że przeprowadzone symulacje wykonywane były przy założeniu jednoczesnego pełnego wykorzystania mocy przez wszystkie źródła wiatrowe zainstalowane w sieci (100-procentowa korelacja pracy źródeł). Przy co najmniej kilkudziesięciu źródłach w sieci sytuacja taka w rzeczywistości jest praktycznie niemożliwa.



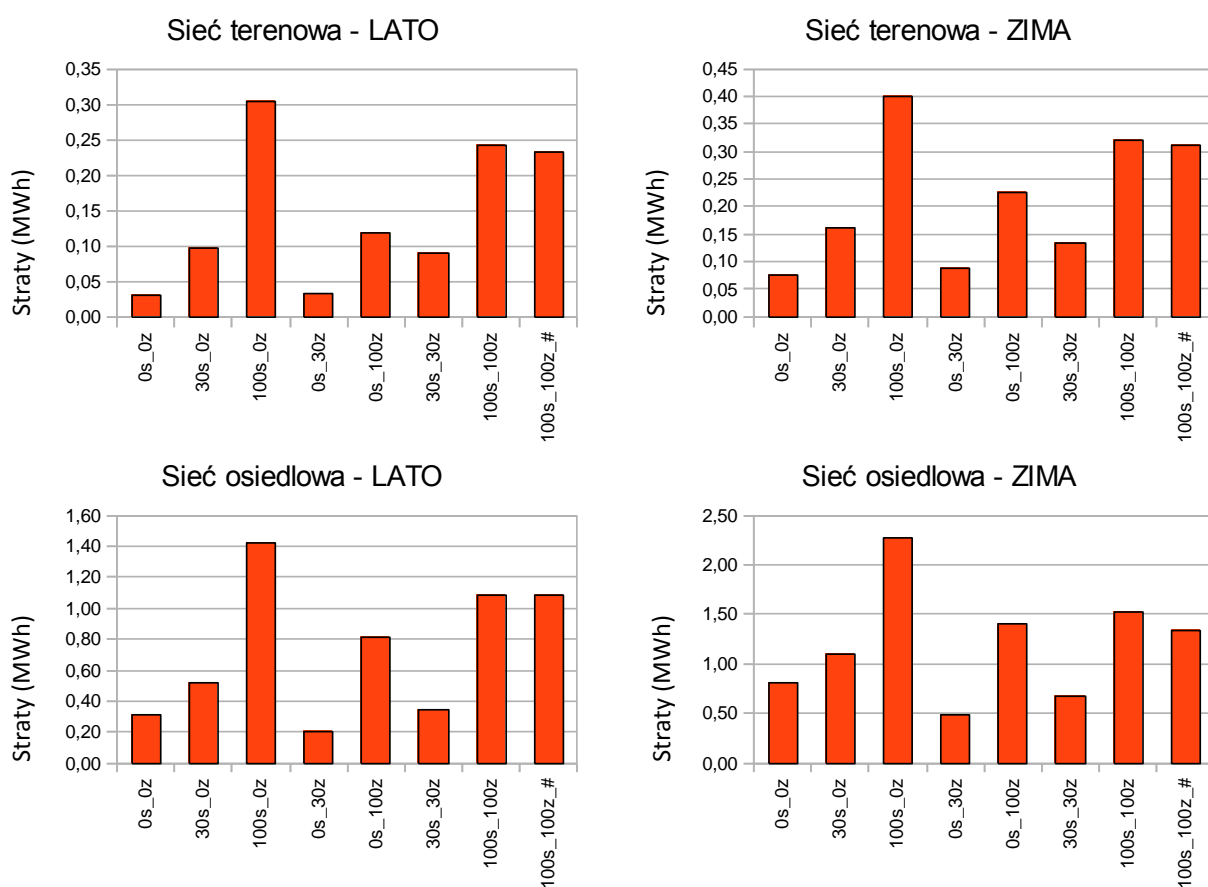
Rys. 13. Bilans mocy w modelowanych sieciach

Pomijając nawet duże prawdopodobieństwo odstawienia któregoś ze źródeł, ich moc generowana zależy będzie od kierunku wiatru, lokalnych uwarunkowań terenowych, lokalnych przeszkód itp. Dla zadanego kierunku wiatru zawsze pewna część źródeł nie będzie miała optymalnych warunków pracy.

Znacznie mniejszych sumarycznych jednostkowych mocy należy się spodziewać dla źródeł fotowoltaicznych, które praktycznie mocowo nie stanowią zagrożenia dla sieci (nawet przy 100 – procentowym nasyceniu obszaru).

Należy również zwrócić uwagę, że stosunkowo duże jednostkowe obciążenie sieci mogą dać instalacje ładowania samochodów elektrycznych. W przeciwieństwie do mikroźródeł, założona korelacja jednoczesnego ładowania wielu samochodów mogła być w symulacjach nieco zaniżona. Przyjęto bowiem, że godziny ładowania będą rozłożone w przybliżeniu równomiernie w ciągu dnia. W rzeczywistości należy się spodziewać zwiększonej liczby ładowań w nocy, gdy samochody nie są użytkowane. Tak więc występujące zagrożenie sieci będzie zbliżone do tego jakie powoduje masowa instalacja mikroźródeł w sieci.

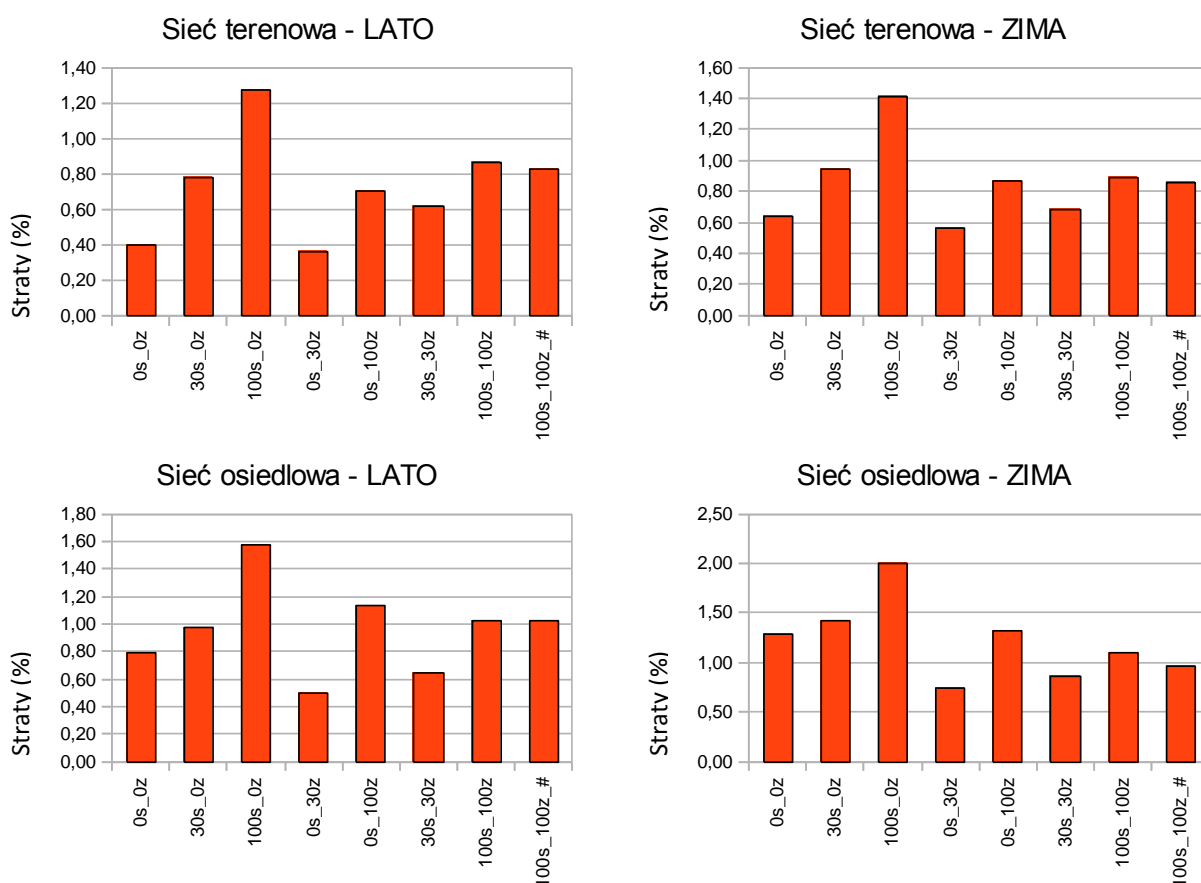
Generalnie należy jednak stwierdzić, że zagrożenie to nie jest duże. Nawet przy kilkudziesięcioprocentowym nasyceniu obszaru zasilanego przez analizowane sieci źródłami rozproszonymi i instalacjami ładowania samochodów elektrycznych maksymalne obciążenia stacji zasilających sieć pozostają na podobnym poziomie jak dla sieci tradycyjnej.



Rys. 14. Straty energii w analizowanych sieciach

4.2. Straty w sieci

Występujące straty energii w sieci przedstawiono na rys. 14 i 15. W analizowanych sieciach tradycyjnych są one stosunkowo niewielkie. W sieci terenowej (straty znacznie poniżej 1 %) wynika to przede wszystkim z niewielkiego poziomu obciążenia sieci. Jest to także sieć niezbyt rozległa. W podmiejskiej sieci kablowej, przy znacznie większym obciążeniu stosuje się jednak także znacznie większe przekroje kabli.



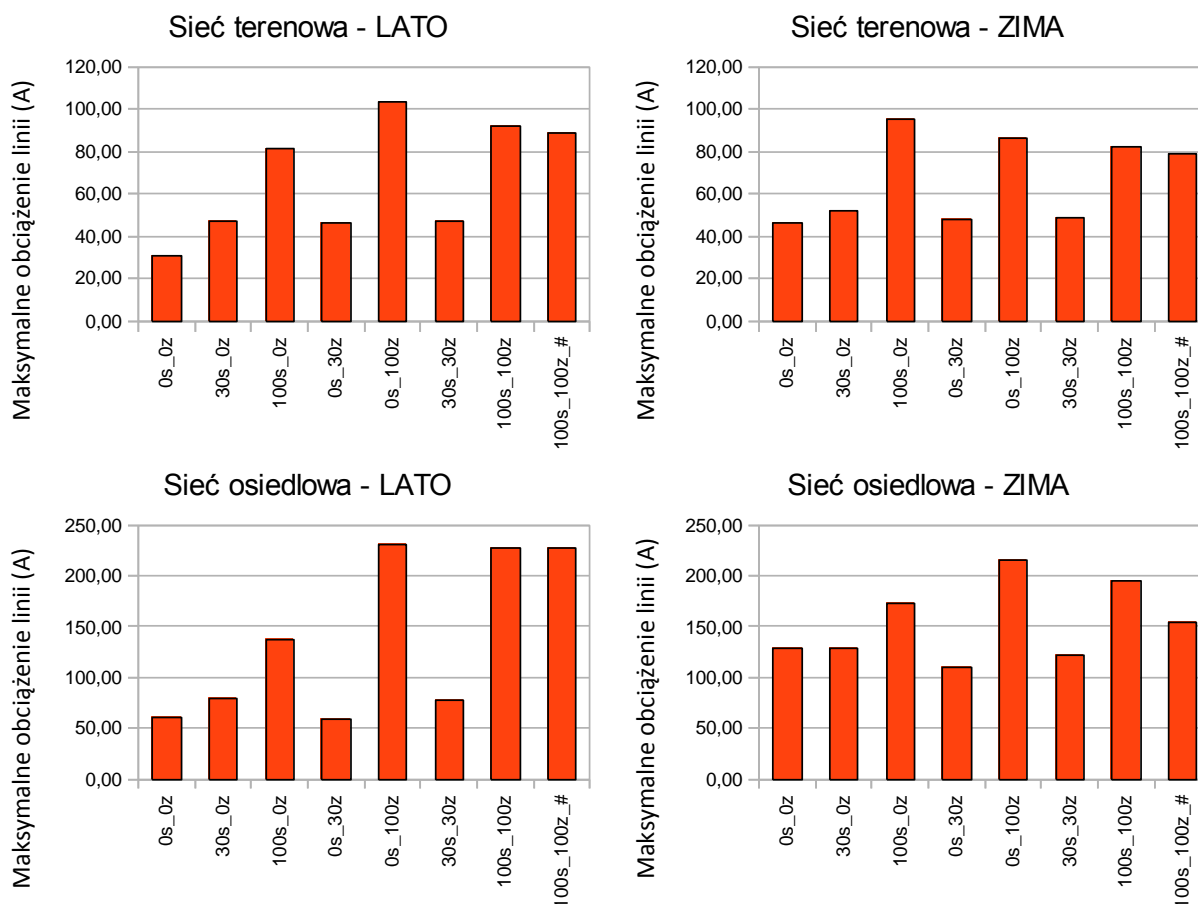
Rys. 15. Względne straty energii w analizowanych sieciach

Znaczny wzrost strat występuje po wprowadzeniu do sieci dodatkowego odbioru w postaci samochodów elektrycznych. Wprowadzenie źródeł rozproszonych u części użytkowników sieci (do kilkudziesięciu procent użytkowników) wpływa korzystnie na pracę sieci zmniejszając straty. Należy jednak zauważyć, że nawet przy idealnym zbilansowaniu energii pobieranej i generowanej straty te będą występować. Wynika to z czasowej i przestrzennej zmienności poboru i generacji powodującej przepływy energii wewnątrz sieci. Istotnie zmniejszą się natomiast straty w sieci nadrzędnej przez którą energia nie będzie przepływać. Po wprowadzeniu generacji rozproszonej u wszystkich prosumentów straty w sieci rosną. Wynika to jednak ze znacznie większych przepływów energii w sieci. Widać to na wykresie strat względnych, które wzrastają w znacznie mniejszym stopniu.

Należy również zauważyć korzystny wpływ sieci pracującej w konfiguracji zamkniętej na ograniczenie strat energii.

4.3. Obciążenia elementów sieciowych

Maksymalne wartości prądów obciążenia odcinków linii w poszczególnych sieciach przedstawiono na rys. 16. Prądy te podobnie jak maksymalne moce (rys. 13) rosną po wprowadzeniu instalacji ładowania samochodów elektrycznych i/lub źródeł generacji rozproszonej do sieci. Wzrost ten jest relatywnie mniejszy w porównaniu do wartości mocy. W przypadku maksymalnych prądów obciążenia obowiązują także te same uwagi dotyczące założeń, które przyjęto w symulacjach, jakie podano dla wzrostu mocy (dotyczące przykładowo korelacji pracy źródeł). Praktycznie wzrost ten będzie więc znacznie mniejszy.



Rys. 16. Maksymalne obciążenia linii w analizowanych sieciach

Generalnie należy stwierdzić, że nawet w najgorszych założonych warunkach obciążenia prądowe mieszczą się w granicach dopuszczalnej obciążalności linii. Jest to zgodne z tendencjami jakie występują w sieciach dystrybucyjnych, zarówno na poziomie niskiego, jak i średniego napięcia. Przy obecnie stosowanych przekrojach linii elementami sieci, które pierwsze reagują na wzrost obciążeń ewentualnymi przeciążeniami, są transformatory w stacjach zasilających, a dopiero w drugiej kolejności linie.

4.4. Poziomy napięcie w sieci

Jak wskazują wartości przedstawione w tabelicy 5 poziomy napięcie we wszystkich analizowanych przypadkach mieszczą się w zakresie dopuszczalnym. W przypadku

wprowadzenia źródeł do sieci można się spodziewać podwyższenia napięć w węzłach sieci. Maksymalnie nie przekracza ono jednak ok. 6 %. Generalnie można stwierdzić, że po wprowadzeniu mikroźródeł lub instalacji ładowania samochodów w sieciach niskiego napięcia nie należy oczekiwać większych problemów z poziomami napięć.

PODSUMOWANIE

Przeprowadzona analiza wskazuje, że w zakresie obwodów pierwotnych istnieje możliwość masowego wprowadzenia źródeł generacji rozproszonej oraz przydomowych instalacji ładowania samochodów elektrycznych do terenowych i podmiejskich sieci niskiego napięcia, praktycznie bez istotnego zagrożenia dla jej podstawowych parametrów. Jak wskazują bilanse mocy, a zwłaszcza energii, możliwości wytwórcze na danym terenie są tego samego rzędu jak występujące zapotrzebowanie. Istnieje więc możliwość tworzenia bardzo dobrze zbilansowanych lokalnych systemów elektroenergetycznych. Przy obecnym zapotrzebowaniu wymagałoby to zainstalowania mikroźródła u co drugiego-trzeciego odbiorcy. W przypadku masowego wdrożenia systemów ładowania samochodów elektrycznych z instalacji wewnętrznych użytkowników sieci, prawie wszyscy użytkownicy powinni zainstalować źródła wytwórcze i stać się prosumentami.

W przypadku 100-procentowego nasycenia sieci źródłami generacji rozproszonej możliwe jest ewentualne przeciążenie elementów sieci. Źródła te musiałyby mieć niekorzystną strukturę – przewaga źródeł wiatrowych o stosunkowo dużych mocach jednostkowych. Ze względu na uciążliwość dużych źródeł wiatrowych dla otoczenia, bardzo duże nasycenie danego obszaru takimi źródłami nie wydaje się prawdopodobne. Jeżeli takie przeciążenia by występowały najczęściej dotyczyłoby to transformatorów w stacjach zasilających, które wymagałyby wymiany na większe jednostki. W analizach nie stwierdzono natomiast dużego zagrożenia przeciążeniami linii, których likwidacja byłaby znacznie bardziej uciążliwa. Nie należy również oczekiwać problemów z poziomami napięcia w sieci.

Wprowadzenie generacji rozproszonej na większą skalę do sieci powinno być postrzegane raczej jako szansa dla operatorów systemów dystrybucyjnych. Pozwala ono na znacznie lepsze wykorzystanie potencjału przesyłowego tych sieci. Przy przepływach nawet kilkukrotnie większej energii przez sieć nie występują znaczne zagrożenia dla jej parametrów, nie wzrastają także w dużym stopniu procentowe straty w sieci. Przy ewentualnej (z wielu względów zasadnej) zmianie systemu taryfowego polegającej na wprowadzeniu cen węzłowych, opłat przesyłowych dla wszystkich użytkowników sieci, tzn. także dla wytwórców, powstałaby możliwość racjonalizacji, a nawet zwiększenia przychodów operatorów sieci dystrybucyjnych.

Z drugiej strony operatorzy sieci muszą liczyć się z zagrożeniem utraty prosumentów jako klientów systemów dystrybucyjnych. Prosument wyposażony w zasobnik energii, np. akumulator samochodu elektrycznego, przestaje być uzależniony od monopolu operatora sieci jako jedyne źródła energii elektrycznej. Pojemności zasobników pozwalają na co najmniej kilkudniowe pokrycie własnego zapotrzebowania prosumenta. Jest to poziom pozwalający na „przeczekanie” większości długotrwałych niekorzystnych warunków

atmosferycznych (nie pozwalających na generację). W sytuacjach ekstremalnych można dodatkowo wykorzystać małe generatory napędzane silnikami spalinowymi stanowiącymi źródło rezerwowe. W sytuacji, gdy prosumenci napotykać będą na znaczne trudności z przyłączeniem własnych instalacji do sieci, mogą podejmować decyzje o odcięciu się od niej i rezygnacji z usług operatora.