

Prognoza różnicy bilansowej

Streszczenie. Punktem wyjścia do analiz są obliczenia strat technicznych i handlowych w sieciach dystrybucyjnych, a następnie przy pomocy określonych związków korelacyjnych wiążących te straty z różnicą bilansową - określenie różnicy bilansowej. Wykorzystana została Metodologia Dualnego Sprzężenia (MDS) łącząca obliczenia inżynierskie poprzez wykorzystanie autorskiego programu EUROEFEKT oraz statystyczne – analizę regresji i korelacji.

Abstract. The starting point for the analyses are calculations of technical and commercial losses in distribution networks, and then, with the help of specific correlation relationships linking these losses with the balance sheet difference, determination of the balance sheet difference. The Dual Coupling Methodology (MDS) was used, combining engineering calculations through the use of the proprietary EUROEFEKT program and statistical – regression and correlation analysis. (**Forecast of the balance sheet difference**).

Słowa kluczowe: bilansowe straty energii, prognoza strat bilansowych, sieć dystrybucyjna, korelacje.

Keywords: balance energy losses, forecast balance losses, distribution network, correlations.

Wstęp

Przesył energii elektrycznej jest z natury nieefektywny. Mają na to wpływ takie czynniki, jak niewydajne urządzenia sieciowe, straty powstające podczas transportu energii oraz ograniczenia sieciowe, które zakłócają normalny przepływ energii elektrycznej. Straty techniczne są powodowane przez energię rozpraszaną w przewodach, urządzeniach wykorzystywanych w liniach przesyłowych i dystrybucyjnych oraz straty magnetyczne w transformatorach. Około 30-40% strat technicznych w sieciach dystrybucyjnych to straty stałe. Nie zmieniają się one w zależności od natężenia prądu i mogą być spowodowane takimi czynnikami, jak straty spowodowane prądem upływu lub straty spowodowane ciągłym obciążeniem elementów pomiarowych lub kontrolnych. Są to t.zw. straty napięciowe oraz handlowe systematyczne. Pozostała część strat technicznych stanowią straty techniczne zmienne, czyli straty obciążeniowe, które zależą od ilości dystrybuowanej energii elektrycznej.

Prognoza strat energii elektrycznej w sieciach dystrybucyjnych wymaga więc znajomości wielu aspektów. Sieci dystrybucyjne są bardzo zróżnicowane nie tylko pod względem struktury sieci ale również wolumenu dostawy energii elektrycznej. Ich wielkość zależy od szeregu czynników, takich jak gęstość obciążenia sieci (MW lub MWh na km² obszaru), gęstość linii i stacji, struktura sieci, rozkład geograficzny odbiorów i tym podobne [1, 2, 3].

Analiza strat energii elektrycznej w sieci dystrybucyjnej

Na podstawie danych wynikających ze sprawozdawczości ARE dla 3 obszarów dystrybucyjnych zostały obliczone straty energii w poszczególnych elementach sieci w podziale na straty w sieci niskiego, średniego i wysokiego napięcia. Podział ten pokazuje udział poszczególnych elementów sieci dystrybucyjnych w różnicy bilansowej. Procentowy rozkład strat energii w stosunku do strat bilansowych zamieszczono w tabeli 1.

Największy udział w stratach energii stanowią straty obciążeniowe w liniach sieci średniego napięcia i wynoszą od 23,28% dla OSD2 do 29,39% dla OSD3. Także wysokie są straty w transformatorach SN/nN i wynoszą od 13,84% dla OSD1 do 16,08% dla OSD2. Należy zauważyć, że straty obciążeniowe w transformatorach SN/nN stanowią tylko około 20% strat w transformatorach. Świadczy to, o zbyt niskich współczynnikach obciążenia transformatorów SN/nN. Straty techniczne stanowią od 85,46% bilansowych strat energii dla OSD3 do 94,46% dla OSD1. Pozostałe straty to straty handlowe, czyli systematyczne, ewidencyjne

i nielegalnego poboru energii elektrycznej. Straty nielegalnego poboru energii elektrycznej są zmienne w czasie i stanowią od około 20% do 45% strat handlowych.

Tabela 1. Procentowy rozkład strat energii w elementach sieci dystrybucyjnej dla analizowanych obszarów

Straty energii	Rozkład strat energii [%]		
	OSD1	OSD2	OSD3
W licznikach	1,87	2,75	3,58
Upływnościowe w nN	0,07	0,10	0,11
W przyłączach	2,14	1,99	2,06
Obciążeniowe w nN	7,17	5,32	8,99
Jałowe transf. SN/nN	11,24	13,90	11,77
Obciążeniowe transf. SN/nN	2,60	2,18	2,87
Razem techniczne w nN	25,10	26,25	29,39
Upływnościowe w SN	2,27	2,27	2,31
Obciążeniowe w SN	36,82	23,28	32,30
W kondensatorach SN	0,00	0,00	0,05
Jałowe transf. SN/SN	0,08	0,04	0,05
Obciążeniowe transf. SN/SN	0,03	0,01	0,02
Razem techniczne w SN	39,21	25,61	34,73
Handlowe w nN	5,54	14,39	14,54
Razem techn. w nN+SN	64,31	51,86	64,12
Bilansowe w nN+SN	69,85	66,24	78,66
Upływnościowe 110 kV	0,92	0,96	0,89
Obciążeniowe w 110 kV	21,11	24,81	11,77
W kondensatorach 110 kV	0,00	0,00	1,23
Jałowe transf. 110/SN	5,86	6,33	5,77
Obciążeniowe transf. 110/SN	2,26	1,66	1,69
Techniczne w 110 kV	30,15	33,76	21,34
Razem techniczne	94,46	85,61	85,46
Razem handlowe	5,54	14,39	14,54
Razem bilansowe	100	100	100

Algorytm prognozowania strat bilansowych

Straty energii w elementach sieci dystrybucyjnej obliczono korzystając z równań opisujących poszczególne zależności [4, 5].

Straty w licznikach

Straty mocy w licznikach energii elektrycznej w sieci o dużej liczbie liczników oblicza się przyjmując wartości: dla 1-fazowych:

- indukcyjnych - $\Delta P_{I_{fi}} = 1,5 \text{ W/licznik}$,
- elektronicznych - $\Delta P_{I_{fe}} = 0,85 \text{ W/licznik}$,
- LZO (AMI) - $\Delta P_{I_{LZO}} = 2 \text{ W/licznik}$

dla 3-fazowych:

- indukcyjnych - $\Delta P_{3fi} = 4$ W/licznik,
- elektronicznych - $\Delta P_{3fe} = 2,35$ W/licznik,
- LZO (AMI) - $\Delta P_{3LZO} = 6$ W/licznik.

Straty w licznikach oblicza się z zależności:

$$(1) \quad \Delta E_{licznik} = (n_{1i} \cdot \Delta P_{1fi} + n_{3i} \cdot \Delta P_{3fi} + n_{1e} \cdot \Delta P_{1fe} + n_{3e} \cdot \Delta P_{3fe} + n_{1LZO} \cdot \Delta P_{1LZO} + n_{3LZO} \cdot \Delta P_{3LZO}) T_a$$

gdzie: n_{1i} - liczba liczników jednofazowych indukcyjnych,
 n_{1e} - liczba liczników jednofazowych elektronicznych,
 n_{1LZO} - liczba liczników zdalnego odczytu jednofazowych,
 n_{3i} - liczba liczników trójfazowych indukcyjnych,
 n_{3e} - liczba liczników trójfazowych elektronicznych,
 n_{3LZO} - liczba liczników zdalnego odczytu trójfazowych.
 T_a - okres (czas) za jaki straty są analizowane, [h].

Straty upływnościowe

Straty upływnościowe w liniach sieci niskiego napięcia oblicza się ze wzoru:

$$(2) \quad \Delta E_{un} = 1,5 \cdot 10^{-6} \cdot T_a \cdot L_n \quad \text{MWh}$$

gdzie: L_n - długość linii nN, [km].

Straty upływnościowe w liniach SN obliczono ze wzoru:

$$(3) \quad \Delta E_{us} = U^2 (0,03 \cdot L_{sn} + 0,9043 \cdot L_{sk}) T_a \cdot 10^{-6} \quad \text{MWh}$$

gdzie: L_{sn} - długość linii napowietrznych; [km], L_{sk} - długość linii kablowych; [km], U - napięcie znamionowe sieci; [kV].

Średnie roczne straty energii na upływność dla sieci napowietrznych 110 kV można wyznaczyć z zależności:

$$(4) \quad \Delta E_{u110} = 0,22 \cdot 10^{-6} \cdot L_{110} \cdot T_a$$

gdzie: L_{110} - długość linii 110 kV, [km].

Straty w kondensatorach

Straty w kondensatorach równoległych oblicza się z zależności:

$$(5) \quad \Delta P_c = \Delta P_{cj} \cdot Q_j \cdot N \quad \text{kW}$$

gdzie: ΔP_{cj} - straty jednostkowe [kW/kvar] w kondensatorze, N - liczba kondensatorów, Q_j - moc baterii kondensatorów [kvar].

Straty jednostkowe w kondensatorze wynoszą:

- kondensator starego typu - 0,004 kW/kvar,
- nowego typu SN - 0,001 kW/kvar,
- nowego typu nN - 0,0015 kW/kvar.

Straty jałowe w transformatorach

Straty energii biegu jałowego oblicza się wg zależności Vidmara:

$$(6) \quad \Delta E_{Tij} = T_a \cdot k_r \cdot (U_r/U_N)^2 \cdot n_T \cdot a_j \cdot S_T^{3/4}$$

gdzie: U_r/U_N - stosunek średniego rocznego napięcia zasilającego zbiór transformatorów, do napięcia znamionowego; można go przyjmować 1,02, n_T - liczba transformatorów stanowiących zbiór, S_T - średnia moc transformatora w zbiorze; [MVA], a_j - współczynnik jednostkowych strat stanu jałowego.

W sieciach pracują transformatory produkowane, przed 1975 r, po 1975 oraz klasy A_oA_k. Ponieważ ich stratności znacznie różnią się od siebie, współczynnik jednostkowych strat stanu jałowego należy przyjmować w wysokości:

- $a_{j75} = 13,114$ [W/kVA^{3/4}], $a_j = 7,030$ [W/kVA^{3/4}],
- $a_{jA_oA_k} = 3,650$ [W/kVA^{3/4}] dla transformatorów SN/nN;
- $a_j = 1,894$ [kW/MVA^{3/4}] dla transformatorów 110/SN.

Straty w przyłączach i wewnętrznych liniach zasilających

W ogólnym przypadku (analiza dużych sieci) brak jest dostatecznych informacji dla dokładnych obliczeń strat w wewnętrznych liniach zasilających i przyłączach. Dlatego też przyjmuje się:

$$(7) \quad \Delta E_p = 0,003 E_N$$

gdzie: E_p - straty energii w przyłączach, E_N - energia przepływająca przez przyłącze i w.l.z.

Straty handlowe systematyczne

Straty handlowe systematyczne nie są dokładnie znane. Przyjmowano je na średnim poziomie około 45 kWh/odb.a. Ponieważ zależą one liczby odbiorców, co wiąże się z posiadaniem licznika energii elektrycznej, przeliczono je na licznik i wynoszą one:

- 5,7078 W na licznik indukcyjny,
- 3,4247 W dla licznika statycznego,
- 2,8539 W dla LZO.

Obciążeniowe straty energii w transformatorach

Obciążeniowe straty energii w transformatorach oblicza się ze wzoru Vidmara:

$$(8) \quad \Delta E_o = n_T \cdot S_T^{3/4} \cdot a_u \cdot \beta_s^2 \cdot 1/3 \cdot (2 \cdot t_s + 1) \cdot T_s \cdot (U_s \cdot \cos \varphi_s / U_r \cdot \cos \varphi_r)^2 \cdot p_{RT} \cdot k_r \cdot k_\delta$$

gdzie: k_r - współczynnik poprawkowy zależny od rozkładu mocy jednostek transformatorowych w badanej zbiorowości, k_δ - współczynnik uwzględniający rozrzut między wartościami średnimi a rzeczywistymi współczynnika obciążenia transformatorów oraz względnego czasu trwania obciążenia szczytowego, T_s - czas trwania obciążenia szczytowego, a_u - współczynnik jednostkowych strat obciążeniowych, przyjmuje on następujące wartości:

- $a_{u75} = 74,755$ [W/kVA^{3/4}], $a_u = 47,716$ [W/kVA^{3/4}],
- $a_{uA_oA_k} = 37,378$ [W/kVA^{3/4}] dla transformatorów SN/nN
- $a_u = 11,373$ [kW/MVA^{3/4}] dla transformatorów 110/SN.

p_{RT} - współczynnik zmian temperaturowych określony wzorem:

$$(9) \quad p_{RT} = f(k_T, p_{RT}) = 0,69 + 0,16 \cdot \beta_s + 0,2 \beta_s t_s - 0,1 t_s$$

gdzie: β_s - współczynnik obciążenia szczytowego transformatora, t_s - względny czas trwania obciążenia szczytowego.

Obciążeniowe straty energii w liniach sieci dystrybucyjnej

Strat obciążeniowych w liniach sieci nie da się tak prosto obliczyć jak pozostałych strat, są to bowiem rozległe, bardzo różnorodne sieci. Można to zrobić programem komputerowym lub w oparciu o korelację pomiędzy stratami obciążeniowymi w liniach sieci (a priori obliczonymi programem komputerowym) a parametrami takimi jak: energia, gęstość energii, długość linii, liczba stacji, obszar.

Do wyznaczenia strat obciążeniowych w liniach sieci niskiego napięcia wzięto pod uwagę 6 zmiennych, które wybrano wykorzystując metodę Hellwiga [6]. Wyniki korelacji przedstawiono w tabeli 2. Zastosowano następujące oznaczenia dla zmiennych: 1- $E^2 \cdot A / L_n \cdot S_{hr} \cdot F_n \cdot T_s$; 2- E/A ; 3- $E^2 \cdot L_n / F_n^2 \cdot S_{hr} \cdot T_s$; 4- $E^2 \cdot L_n / (T_s^2 \cdot U^2 \cdot F_n^2 \cdot S_{hr})$; 5- $E/A \cdot L_n \cdot F_n$; 6 - liniowa 2 zmiennych; gdzie E - energia wprowadzona do sieci niskiego napięcia, A - obszar; F_n - liczba stacji zasilających sieć niskiego napięcia; L_n - długość linii tworzących sieć niskiego napięcia, S_{hr} - średni przekrój handlowy linii tworzących sieć.

Tabela 2. Współczynniki korelacji funkcji określającej straty obciążeniowe w liniach sieci niskiego napięcia

Funkcja	1	2	3	4	5	6
OSD1						
wykładnicza	0,483	0,137	0,909	0,905	0,903	
liniowa	0,474	0,128	0,911	0,908	0,903	0,889
logarytmiczna	0,498	0,128	0,918	0,915	0,903	
potęgowa	0,490	0,137	0,916	0,913	0,904	
OSD2						
wykładnicza	0,113	0,838	0,258	0,144	0,979	
liniowa	0,129	0,847	0,286	0,159	0,980	0,935
logarytmiczna	0,138	0,847	0,274	0,169	0,980	
potęgowa	0,122	0,838	0,271	0,154	0,978	
OSD3						
wykładnicza	0,934	0,620	0,751	0,775	0,829	
liniowa	0,934	0,623	0,751	0,774	0,828	0,921
logarytmiczna	0,939	0,623	0,757	0,780	0,826	
potęgowa	0,939	0,616	0,757	0,781	0,828	

Jak wynika z tabeli 2, najwyższe korelacje dla OSD1 otrzymano dla zależności 3, 4, dla OSD2 dla zależności 5 i 6, dla OSD3 dla zależności 1 i 6. Założono, że dla wszystkich operatorów zostanie zastosowana funkcja korelacyjna jednego typu. Najlepsze wyniki daje funkcja dwóch zmiennych o postaci:

$$(10) \quad \Delta E_{obcnn} = a \cdot E_1 + b \cdot E_2 + c$$

$$E_1 = E_s \cdot A / (L_n \cdot F_n); \quad E_2 = E_{OZE} \cdot A / (L_n \cdot F_n)$$

gdzie: E_s – energia dostarczona do sieci niskiego napięcia minus energia wprowadzona z odnawialnych źródeł energii na niskim napięciu; E_{OZE} – energia wprowadzona z odnawialnych źródeł energii na niskim napięciu;

W tabeli 3. zamieszczono współczynniki a , b i c funkcji.

Tabela 3. Współczynniki funkcji korelacyjnej określającej straty energii w liniach sieci niskiego napięcia dla OSD

	a	b	c
OSD1	331,923	-62,424	45100
OSD2	595,336	-112,854	47587
OSD3	1607,288	1602,225	95642

Do wyznaczenia strat obciążeniowych w liniach sieci średniego napięcia wzięto pod uwagę 6 zmiennych, które wybrano wykorzystując metodę Hellwiga [6]. Wyniki korelacji przedstawiono w tabeli 4. Zastosowano następujące oznaczenia dla zmiennych: 1- $E^2 \cdot A / L_s \cdot S_{hr} \cdot F_s \cdot T_s$; 2- E/A ; 3- $E^2 \cdot L_s / F_s^2 \cdot S_{hr} \cdot T_s$; 4- $E^2 \cdot L_s / (T_s^2 \cdot U^2 \cdot F_s^2 \cdot S_{hr})$; 5- $E/A \cdot L_s \cdot F_s$; 6 - liniowa 2 zmiennych; gdzie: F_s – liczba stacji zasilających sieć średniego napięcia; L_s – długość linii tworzących sieć niskiego napięcia.

Tabela 4. Współczynniki korelacji funkcji określającej straty obciążeniowe w liniach sieci średniego napięcia

Funkcja	1	2	3	4	5	6
OSD1						
wykładnicza	0,267	0,024	0,081	0,058	0,603	
liniowa	0,237	0,010	0,089	0,065	0,630	0,401
logarytmiczna	0,253	0,003	0,086	0,062	0,636	
potęgowa	0,283	0,033	0,079	0,056	0,610	
OSD2						
wykładnicza	0,732	0,344	0,650	0,672	0,085	
liniowa	0,744	0,361	0,663	0,685	0,103	0,722
logarytmiczna	0,737	0,354	0,653	0,675	0,106	
potęgowa	0,726	0,338	0,640	0,662	0,088	
OSD3						
wykładnicza	0,524	0,772	0,654	0,622	0,893	
liniowa	0,501	0,756	0,633	0,600	0,890	0,829
logarytmiczna	0,493	0,763	0,640	0,604	0,892	
potęgowa	0,515	0,778	0,660	0,626	0,895	

Jak wynika z tabeli 4, najwyższy współczynnik korelacji dla funkcji określającej straty energii w liniach sieci średniego napięcia otrzymano dla funkcja dwóch zmiennych o postaci:

$$(11) \quad \Delta E_{obcSN} = d \cdot E_1 + e \cdot E_2$$

$$E_1 = E_{SS} \cdot A / (L_s \cdot F_s); \quad E_2 = E_{OZES} \cdot A / (L_s \cdot F_s)$$

gdzie: E_{SS} – energia dostarczona do sieci średniego i niskiego napięcia minus energia wprowadzona z odnawialnych źródeł energii do sieci średniego napięcia, E_{OZES} – energia wprowadzona z odnawialnych źródeł energii do sieci średniego napięcia.

W tabeli 5. zamieszczono współczynniki d i e funkcji.

Tabela 5. Współczynniki funkcji korelacyjnej określającej straty energii w liniach sieci średniego napięcia dla OSD

	d	e
OSD1	3,503	17,989
OSD2	6,0886	-0,830
OSD3	12,852	-39,638

Do wyznaczenia strat obciążeniowych w liniach sieci wysokiego napięcia wzięto pod uwagę 4 zmienne, które wybrano wykorzystując metodę Hellwiga [6]. Wyniki korelacji przedstawiono w tabeli 6. Zastosowano następujące oznaczenia dla zmiennych: 1- $E^2 \cdot A / L_w \cdot F_w$; 2- E/A ; 3- $E/A \cdot L_w \cdot F_w$; 4- liniowa 2 zmiennych; gdzie: F_w – liczba stacji zasilających sieć wysokiego napięcia; L_w – długość linii tworzących sieć wysokiego napięcia.

Tabela 6. Współczynniki korelacji funkcji określającej straty obciążeniowe w liniach sieci wysokiego napięcia

Funkcja	1	2	3	4
OSD1				
wykładnicza	0,673	0,565	0,552	
liniowa	0,675	0,573	0,562	0,831
logarytmiczna	0,677	0,582	0,567	
potęgowa	0,675	0,573	0,557	
OSD2				
wykładnicza	0,433	0,201	0,241	
liniowa	0,424	0,270	0,311	0,706
logarytmiczna	0,426	0,271	0,308	
potęgowa	0,435	0,202	0,244	
OSD3				
wykładnicza	0,560	0,521	0,147	
liniowa	0,568	0,518	0,146	0,802
logarytmiczna	0,587	0,519	0,139	
potęgowa	0,579	0,523	0,140	

Jak wynika z tabeli 6 dla sieci wysokiego napięcia funkcja liniowa dwóch zmiennych daje najlepszą korelację. Wzór na straty obciążeniowe w liniach sieci wysokiego napięcia przyjmie postać:

$$(12) \quad \Delta E_{obcnn} = g \cdot E_1 + h \cdot E_2$$

$$E_1 = E_{SW}^2 \cdot A / (L_w \cdot 790,4); \quad E_2 = E_{OZES}^2 \cdot A / (L_w \cdot F_w)$$

gdzie: E_{SW} – energia wprowadzona do sieci wysokiego napięcia minus energia wprowadzona z sieci NWN do sieci wysokiego napięcia; E_{OZES} – energia wprowadzona z sieci NWN do sieci 110 kV;

W tabeli 7. zamieszczono współczynniki d i e funkcji określającej obciążeniowe straty energii w liniach sieci wysokiego napięcia.

Tabela 7. Współczynniki funkcji korelacyjnej określającej straty energii w liniach sieci wysokiego napięcia dla OSD

	g	h
OSD1	1,669E-9	1,034E-9
OSD2	2,247E-9	1,008E-9
OSD3	2,496E-9	5,569E-9

Na podstawie wyżej opisanego algorytmu obliczono straty energii na poszczególnych poziomach bilansowych dla analizowanego obszaru. Wyniki w procentach do energii wprowadzonej przedstawiono w tabeli 8.

Tabela 8. Obliczone straty energii w latach 2015-2020

	Wykonanie			Obliczone		
	SN+nN	110 kV	Sieć	SN+nN	110 kV	Sieć
OSD1						
2015	5,80	1,88	6,86	4,43	1,66	5,45
2016	5,28	1,77	6,28	4,35	1,69	5,39
2017	4,88	1,61	5,79	4,56	1,66	5,55
2018	4,61	1,6	5,54	4,46	1,67	5,47
2019	4,13	1,64	5,14	4,61	1,64	5,57
2020	4,27	1,75	5,31	4,66	1,62	5,53
OSD2						
2015	7,39	1,43	6,43	4,64	1,55	4,65
2016	3,69	1,66	4,1	4,68	1,6	4,73
2017	4,14	1,62	4,4	4,46	1,65	4,66
2018	4,39	1,61	4,68	4,4	1,61	4,69
2019	4,31	1,48	4,47	4,38	1,61	4,64
2020	4,32	1,77	4,74	4,34	1,58	4,58
OSD3						
2015	6,02	1,42	5,91	5,67	1,53	5,75
2016	5,97	1,32	5,77	5,87	1,3	5,67
2017	5,54	1,27	5,37	5,73	1,32	5,56
2018	5,18	1,34	5,15	5,67	1,36	5,53
2019	4,86	1,21	4,81	5,53	1,35	5,45
2020	5,38	1,17	5,2	5,45	1,28	5,36

Tabela 9. Prognoza bilansowych strat energii [%]

	W sieci SN+nN	W sieci 110 kV	W sieci dystrybucyjnej
OSD1			
2021	4,523	1,727	5,521
2022	4,523	1,733	5,521
2023	4,541	1,741	5,551
2024	4,575	1,744	5,580
2025	4,613	1,746	5,610
OSD2			
2021	4,33	1,644	4,873
2022	4,246	1,714	4,871
2023	4,181	1,788	4,887
2024	4,121	1,866	4,911
2025	4,056	1,948	4,935
OSD3			
2021	5,252	1,331	5,218
2022	5,134	1,343	5,152
2023	5,034	1,355	5,092
2024	4,956	1,367	5,048
2025	4,881	1,379	5,006

Z tabeli 8 wynika, niekiedy stosunkowo duża, różnica pomiędzy rzeczywistymi stratami energii (wykonanie) a obliczonymi według zaproponowanego algorytmu. Jest to efekt strat handlowych, a dokładniej nielegalnego poboru energii elektrycznej. Jest to zjawisko losowe, niekorzystne, którego nie da się prognozować. OSD skutecznie walczą z tym procederem, jednak nie da się go skutecznie wyeliminować. Przyjęto straty nielegalnego poboru energii

elektrycznej dla każdego analizowanego obszaru w wysokości 25% strat handlowych systematycznych.

W celu wyliczenia wskaźników do wyznaczenia wolumenu różnicy bilansowej w sieci dystrybucyjnej konieczna jest prognoza urządzeń oraz energii na lata 2021-2025. Do prognozy urządzeń przyjęto ich średnioroczny przyrost w latach 2015-2020. Do prognozy energii zastosowano model Holta-Wintersa [7], wykorzystujący tzw. wygładzenie wykładnicze. Wygładzenie polega na stworzeniu ważonej średniej ruchomej, której wagi określa się według schematu – im starsza informacja o badanym zjawisku, tym mniejszą wartość stanowi ona dla aktualnej prognozy. W tabeli 9 podano prognozę strat energii, obliczoną w procentach do energii wprowadzonej do sieci.

Z tabeli 9 wynika, że prognozowane straty energii dla analizowanego obszaru będą malały na wszystkich stopniach sieci do 2024 roku, potem nieznacznie wzrosną.

Podsumowanie

Z przeprowadzonych badań wynika:

- Operatorzy Systemu Dystrybucyjnego są zdecydowanie różni względem siebie i to zarówno pod względem struktury sprzedaży energii elektrycznej, gęstości energii, czy też parametrów technicznych sieci dystrybucyjnej.
- każdy Operator powinien być traktowany indywidualnie: należy dla każdego Operatora Systemu Dystrybucyjnego stosować indywidualne funkcje opisujące obciążeniowe straty energii w liniach sieci dystrybucyjnych; pozostałe straty energii oblicza się według takiego samego algorytmu wykorzystując odpowiednie dla Operatora dane o parametrach technicznych sieci.

Autorzy: dr hab. inż. Anna Gawlak, prof. uczelni Politechnika Częstochowska, Katedra Elektroenergetyki, ul. Dąbrowskiego 69, 42-200 Częstochowa, E-mail: anna.gawlak@pcz.pl.

LITERATURA

- [1] Gawlak A., Profitability Analysis of Investment Projects in Distribution Networks, *Przeгляд Elektrotechniczny*, 95 (2019), nr.8, 13-16
- [2] Kolcun M., Gawlak A., Kornatka M., Conka Z., Active and Reactive Power Losses in Distribution Transformers, *Acta Polytechnica Hungarica* Iss.1. (2020) Vol.17, 161-174
- [3] Kolcun M., Kornatka M., Gawlak A. and Čonka Z., Benchmarking the reliability of medium-voltage lines, *Journal of Electrical Engineering* vol. 68 (3), (2017), 212-215
- [4] Gawlak A., The Influence of Investment on Reducing Energy Losses in Distribution Networks, in *Proc. 16th International Scientific Conference on Electric Power Engineering*, (2015), 315-319
- [5] Straty energii elektrycznej w sieciach rozdzielczych, praca zbiorowa pod redakcją J. Kulczyckiego, PTPIREE Poznań 2009, 149-165
- [6] Gawlak A., Podział środków inwestycyjnych na rozwój sieci rozdzielczych przy zastosowaniu metody taksonomicznej, *Przeгляд Elektrotechniczny*, R.85 nr 3 (2009), 157-160
- [7] Dudek G., Modele wygładzania wykładniczego do krótkoterminowego prognozowania obciążeń systemów elektroenergetycznych, *Rynek energii*, Nr 3(106) 2013, 14-19