

**MINISTERSTWO KLIMATU I ŚRODOWISKA**

Nazwa i adres jednostki sprawozdawczej

Numer identyfikacyjny - REGON

**G-10.5**  
**Sprawozdanie o stanie**  
**urządzeń elektrycznych**  
**za 2024 rok****Agencja Rynku Energii S.A.**  
Portal sprawozdawczy ARE  
www.are.waw.plTermin przekazania:  
do 20 lutego 2025 r.

Obowiązek przekazywania danych wynika z art. 30 ust. 1 pkt 3 ustawy z dnia 29 czerwca 1995 r. o statystyce publicznej (Dz. U. z 2023 r. poz. 773).  
Zbierane na tym formularzu dane podlegają bezwzględnej ochronie zgodnie z zasadą tajemnicy statystycznej (art. 10 ustawy o statystyce publicznej).

**Dział 1. Linie elektroenergetyczne (stan na koniec roku)**

Napięcie		Linie elektroenergetyczne (km)						
		linie napowietrzne (km)		linie kablowe (km)		ogółem w przeliczeniu na 1 tor (km)	wartość początkowa (tys. zł)	wartość netto (tys. zł)
		ogółem	w tym posiadające więcej niż 1 tor	ogółem	w tym posiadające więcej niż 1 tor			
0	1	2	3	4	5	6	7	
750 kV	01							
400 kV	02							
220 kV	03							
110 kV	04							
40 kV i 60 kV	05							
30 kV	miasto	06						
	wieś	07						
20 kV	miasto	08						
	wieś	09						
15 kV	miasto	10						
	wieś	11						
1kV - 10 kV	miasto	12						
	wieś	13						

**Dział 1. Linie elektroenergetyczne (stan na koniec roku) (dok.)**

Napięcie		Linie elektroenergetyczne (km)						
		linie napowietrzne (km)		linie kablowe (km)		ogółem w przeliczeniu na 1 tor (km)	wartość początkowa (tys. zł)	wartość netto (tys. zł)
		ogółem	w tym posiadające więcej niż 1 tor	ogółem	w tym posiadające więcej niż 1 tor			
0		1	2	3	4	5	6	7
Razem średnie napięcie - od 1 kV do 30 kV (w. 06+08+10+12)		14						
w tym z w. 14 w kol. 1, 2 - izolacja pełna / w kol.3, 4 - izolacja papierowo-olejowa		15				X	X	X
Z w. 14 w kol. 1, 2 - izolacja niepełna/ w kol. 3, 4 - polietylen niesieciowany		16				X	X	X
Z w.14 w kol. 1, 2 - przewody nieizolowane/ w kol. 3, 4 - polietylen sieciowany		17				X	X	X
Razem średnie napięcie od 1 kV do 30 kV (w. 07 + 09 + 11 + 13)		18						
w tym z w. 18 w kol. 1, 2-izolacja pełna / w kol.3, 4 - izolacja papierowo-olejowa		19				X	X	X
Z w. 18 w kol. 1, 2 - izolacja niepełna / w kol. 3, 4 - polietylen niesieciowany		20				X	X	X
Z w.18 w kol. 1, 2 - przewody nieizolowane/ w kol. 3, 4 - polietylen sieciowany		21				X	X	X
Razem średnie napięcie (w. 05 + 14 + 18)		22						
Razem niskie napięcie bez przyłączy		23						
w tym z w. 23 w kol. 1, 2 - izolowane / w kol. 3, 4 - izolacja poliwinilowa		24				X	X	X
Razem niskie napięcie bez przyłączy		25						
w tym z w. 25 w kol. 1, 2 - izolowane / w kol. 3, 4 - izolacja poliwinilowa		26				X	X	X
Ogółem wszystkie napięcia (w. 01 do 04+22+23+25)		27						

**Dział 2. Długość linii elektroenergetycznych według wieku (stan na koniec roku)**

Napięcie		Linie elektroenergetyczne według wieku (km)				Razem (km)
		Do 10 lat	Powyżej 10 lat - do 20 lat	Powyżej 20 lat - do 40 lat	powyżej 40 lat	
0		1	2	3	4	5
750 kV		01				
400 kV	napowietrzne	02				
	kablowe	03				
220 kV	napowietrzne	04				
	kablowe	05				
110 kV	napowietrzne	06				
	kablowe	07				
40 kV i 60 kV	napowietrzne	08				
	kablowe	09				
30 kV	napowietrzne	10				
	kablowe	11				
20 kV	napowietrzne	12				
	kablowe	13				
15 kV	napowietrzne	14				
	kablowe	15				
1kV - 10 kV	napowietrzne	16				
	kablowe	17				
Razem niskie napięcie	napowietrzne	18				
	kablowe	19				
Razem napowietrzne (w. 01+02+04+06+08+10+12+14+16+18)		20				
Razem kablowe (w. 03+05+07+09+11+13+15+17+19)		21				



**Dział 4. Liczba stacji elektroenergetycznych według wieku (stan na koniec roku)**

Napięcie	Stacje elektroenergetyczne według wieku (szt.)				Razem (szt.)
	Do 10 lat	Powyżej 10 lat - do 20 lat	Powyżej 20 lat - do 40 lat	powyżej 40 lat	
0	1	2	3	4	5
750 kV	01				
400 kV	02				
220 kV	03				
110 kV	04				
40 kV i 60 kV	05				
30 kV	06				
20 kV	07				
15 kV	08				
1 kV – 10 kV	09				
W tym z wierszy od 05 do 09 stacje transformatorowe SN/nN	10				
Razem (w. 01+...+09)	11				

**Dział 5. Transformatory sieciowe OSP i OSD (stan na koniec roku)**

Przekładnia (kV / kV)		Liczba (szt.)	Moc (MVA)	Wartość początkowa (tys. zł)
0		1	2	3
750/400	zainstalowany	01		
	rezerwa magazynowa	02		
400/220	zainstalowany	03		
	rezerwa magazynowa	04		
400/110	zainstalowany	05		
	rezerwa magazynowa	06		
220/110	zainstalowany	07		
	rezerwa magazynowa	08		
110/SN	zainstalowany	09		
	rezerwa magazynowa	10		
SN/SN	zainstalowany	11		
	rezerwa magazynowa	12		
30/nN	miasto	13		
	wieś	14		
	rezerwa magazynowa	15		
20/nN	miasto	16		
	wieś	17		
	rezerwa magazynowa	18		
15/nN	miasto	19		
	wieś	20		
	rezerwa magazynowa	21		
poniżej 15/nN	miasto	22		
	wieś	23		
	rezerwa magazynowa	24		
Razem (01+03+05+07+09+11+13 +14+16+17+19+20+22+23)		25		

**Dział 6. Środki trwałe według Klasyfikacji Środków Trwałych oraz nakłady na środki trwałe, w tys. zł**

Symbol KŚT	Wyszczególnienie	Wartość ewidencyjna brutto	Wartość netto
0		1	2
0	Grunty (własne + użytkowanie wieczyste)	01	
0	w tym grunty własne	02	
1	Budynki i lokale	03	
101	w tym budynki przemysłowe	04	
2	Obiekty inżynierii lądowej i wodnej	05	
201	w tym elektrownie – budowle elektrowni wodnych	06	
210	linie energetyczne dalekiego zasięgu	07	
211	linie rozdzielcze	08	
3	Kotły i maszyny energetyczne	09	
4	Maszyny, urządzenia i aparaty ogólnego zastosowania	10	
5	Specjalistyczne maszyny, urządzenia i aparaty	11	
6	Urządzenia techniczne	12	
7	Środki transportu	13	
8	Narzędzia, przyrządy, ruchomości i wyposażenie	14	
Ogółem (w. 01+03+05+09 do 14)		15	
Nakłady na środki trwałe		16	X

**Dział 7. Ocena wykorzystania przepustowości linii SN (według ostatnich pomiarów)**

Wskaźnik maksymalnego wykorzystania przepustowości linii SN (1 kV do 30 kV)	Liczba linii (ciągów sieciowych)		
	ogółem	miasto	wieś
0	1	2	3
powyżej 90 %	01		
od 70 % do 89 %	02		
od 50 % do 69 %	03		
do 49 %	04		

**Dział 9. Ciągi sieciowe (stan na koniec roku na koniec roku)**

Długość ciągu sieciowego SN (1 kV do 30 kV) (magistrala + odgałężenia)	Liczba ciągów sieciowych SN		
	ogółem	miasto	wieś
0	1	2	3
powyżej 140 km	01		
od 100 km do 139 km	02		
od 50 km do 99 km	03		
od 20 km do 49 km	04		
poniżej 20 km	05		

**Dział 11. Przekroje przewodów linii napowietrznych SN – w km (stan na koniec roku)**

Wyszczególnienie	Ogółem	Miasto	Wieś
0	1	2	3
Długość linii napowietrznych średniego napięcia (1 kV – 30 kV) ogółem	01		
z tego o przekroju nie większym niż do 35 mm <sup>2</sup>	02		
o przekroju 50 mm <sup>2</sup>	03		
o przekroju 70 mm <sup>2</sup>	04		
o przekroju 95 mm <sup>2</sup>	05		
o przekroju 120 mm <sup>2</sup> i więcej	06		

**Dział 8. Ocena wykorzystania przepustowości linii nN (według ostatnich pomiarów)**

Wskaźnik maksymalnego wykorzystania przepustowości linii nN	Liczba linii (ciągów sieciowych)		
	ogółem	miasto	wieś
0	1	2	3
powyżej 90 %	01		
od 70 % do 89 %	02		
od 50 % do 69 %	03		
do 49%	04		

**Dział 10. Przekroje przewodów linii napowietrznych nN – w km (stan na koniec roku)**

Wyszczególnienie	Ogółem	Miasto	Wieś
0	1	2	3
Długość linii napowietrznych niskiego napięcia ogółem	01		
z tego o przekroju nie większym niż 25 mm <sup>2</sup>	02		
o przekroju 35 mm <sup>2</sup>	03		
o przekroju 50 mm <sup>2</sup>	04		
o przekroju 70 mm <sup>2</sup>	05		
o przekroju powyżej 70 mm <sup>2</sup>	06		

**Dział 12. Przekroje przewodów linii napowietrznych WN – w km (stan na koniec roku)**

Wyszczególnienie	Ogółem
0	1
Długość linii napowietrznych 110 kV ogółem	01
z tego o przekroju nie większym niż 120 mm <sup>2</sup>	02
o przekroju 185 mm <sup>2</sup>	03
o przekroju 240 mm <sup>2</sup>	04
o przekroju 350 mm <sup>2</sup>	05
o przekroju 525 mm <sup>2</sup> i więcej	06

**Dział 13. Przyłącza (stan na koniec roku)**

Wyszczególnienie			Liczba (szt.)	Długość (km)
0			1	2
Kablowe	miasto	01		
	wieś	02		
Napowietrzne	miasto	03		
	wieś	04		
w tym izolowane	miasto	05		
	wieś	06		
Razem	miasto	07		
	wieś	08		
Liczba wydłużeń terminu realizacji przyłączenia wytwórców do sieci	miasto	09		X
	wieś	10		X
Liczba wydłużeń terminu realizacji przyłączenia odbiorców do sieci	miasto	11		X
	wieś	12		X
Liczba odłączeń od sieci	miasto	13		X
	wieś	14		X



**Dział 14. Rozwój inteligentnych sieci elektroenergetycznych (stan na koniec roku)**

Wyszczególnienie	Jednostka miary	Ogółem	Miasto	Wieś	
0		1	2	3	
<b>Liczniki</b>					
Liczba liczników WN	01				
Liczba liczników SN	02				
Liczba liczników nN	03				
w tym liczba liczników odbiorców końcowych zasilanych z sieci nN o mocy umownej nie większej niż 40 kW i prądzie znamionowym zabezpieczenia przelicznikowego nie większym niż 63A (odbiorcy grupy taryfowych G oraz C1)	04				
w tym z wiersza 04: liczba liczników u odbiorców grupy taryfowej G	05				
w tym z wiersza 05: liczba liczników u odbiorców pobierających energię elektryczną na potrzeby gospodarstw domowych	06				
Razem wiersze 01+02+03	07				
<b>w tym z wierszy 01-03 liczniki zdalnego odczytu</b>					
Liczba liczników WN	08				
Liczba liczników SN	09				
Liczba liczników nN	10				
w tym liczba liczników zdalnego odczytu odbiorców końcowych zasilanych z sieci nN o mocy umownej nie większej niż 40 kW i prądzie znamionowym zabezpieczenia przelicznikowego nie większym niż 63A (odbiorcy grup taryfowych G oraz C1)	11				
w tym z wiersza 11: liczba liczników u odbiorców grupy taryfowej G	12				
w tym z wiersza 12: liczba liczników u odbiorców pobierających energię elektryczną na potrzeby gospodarstw domowych	13				
w tym z wiersza 11: liczba liczników skomunikowanych z odbiornikami odbiorcy	14				
Razem wiersze 08+09+10	15				
<b>Liczniki bilansujące przystosowane do zdalnego odczytu</b>					
Stacje SN/nN	16	szt.			
<b>Łączniki i stacje zdalnie sterowane</b>			Łączniki w liniach SN	Łączniki w liniach nN	Stacje SN
			4	5	6
Liczba ogółem	17				
w tym przystosowanych do automatycznych przełączeń	18	szt.			

**Dział 15. Napięcia na końcach obwodów nN (według ostatnich pomiarów)**

Liczba obwodów linii niskiego napięcia		Jednostka miary	Ogółem	Miasto	Wieś
0			1	2	3
napięcie fazowe powyżej normy	01	szt.			
napięcie fazowe w granicach normy	02				
napięcie fazowe z zakresu Uzn (-10 %, -20 %)	03				
napięcie fazowe poniżej Uzn -20 %	04				

**Dział 16. Ocena długości obwodów linii nN (stan na koniec roku)**

Wyszczególnienie		Jednostka miary	Ogółem	Miasto	Wieś
0			1	2	3
Liczba obwodów linii niskiego napięcia ogółem	01	szt.			
z tego o długości do 500 m	02				
o długości od 500 m do 1000 m	03				
o długości powyżej 1000 m	04				

**Dział 17. Awaryjność sieci (dane całoroczne)**

Wyszczególnienie		Jednostka miary	Ogółem	Miasto	Wieś
0			1	2	3

**Awaryjność sieci elektroenergetycznych średniego napięcia (1 kV do 30 kV)**

liczba uszkodzeń ogółem	linii napowietrznych	01	szt.			
	linii kablowych	02	szt.			
	transformatorów SN/nN	03	szt.			
wskaźnik uszkodzeń	na 100 km linii napowietrznych	04	szt.			
	na 100 km linii kablowych	05	szt.			
	na 100 transformatorów SN/nN	06	szt.			
średni czas przerwy w dostawie energii elektrycznej z powodu uszkodzeń	linii napowietrznych	07	godz.			
	linii kablowych	08	godz.			
	transformatorów SN/nN	09	godz.			

**Awaryjność sieci elektroenergetycznych niskiego napięcia**

liczba uszkodzeń ogółem	linii napowietrznych	10	szt.			
	linii kablowych	11	szt.			
wskaźnik uszkodzeń	na 100 km linii napowietrznych	12	szt.			
	na 100 km linii kablowych	13	szt.			
średni czas przerwy w dostawie energii elektrycznej z powodu uszkodzeń	linii napowietrznych	14	godz.			
	linii kablowych	15	godz.			
liczba przepaleń bezpieczników w stacjach SN/nN		16	szt.			

**Dział 18. Wskaźniki przerw w zasilaniu\***

Jednostki podziału terytorialnego		Wskaźnik przeciętnego systemowego czasu trwania przerwy nieplanowej długiej i bardzo długiej (SAIDI – nieplanowane)	Wskaźnik przeciętnego systemowego czasu trwania przerwy nieplanowej długiej i bardzo długiej + katastrofalnej (SAIDI nieplanowane z katastrofalnymi)	Wskaźnik przeciętnego systemowego czasu trwania przerwy planowanej długiej i bardzo długiej (SAIDI - planowane)	Wskaźnik przeciętnej systemowej częstości przerw nieplanowych długich i bardzo długich (SAIFI – nieplanowane)	Wskaźnik przeciętnej systemowej częstości przerw nieplanowych długich i bardzo długich + katastrofalnych (SAIFI – nieplanowane z katastrofalnymi)	Wskaźnik przeciętnej systemowej częstości przerw planowych długich i bardzo długich (SAIFI – planowane)	Wskaźnik przeciętnej częstości przerw krótkich (MAIFI)	Łączna liczba obsługiwanych odbiorców (OSD: suma WN, SN i nN; PSE S.A.: suma WN i NN)
nazwa	symbol terytorialny województwa, powiatu								
0	1	min.			szt.			8	9
Ogółem	X	01							
NN	X	02							X
WN	X	03							X
SN	X	04							X
nN	X	05							X
województwo, powiat		06							
		07							
		08							
		09							
		...							

\* kolumny od 2 do 9 wypełniają OSP i OSD, kolumny od 10 do 19 wypełnia tylko OSP

**Dział 18. Wskaźniki przerw w zasilaniu\* (dok.)**

Jednostki podziału terytorialnego		Wskaźnik energii elektrycznej niedostarczonej przez system przesyłowy elektroenergetyczny (ENS)					Wskaźnik średniego czasu trwania przerwy w systemie przesyłowym elektroenergetycznym (AIT)				
nazwa	symbol terytorialny województwa, powiatu	750 kV	400 kV	220 kV	110 kV	dla systemu przesyłowego elektroenergetycznego ogółem	750 kV	400 kV	220 kV	110 kV	dla systemu przesyłowego elektroenergetycznego ogółem
		MWh					min.				
0		10	11	12	13	14	15	16	17	18	19
Ogółem	x	01									

\* kolumny od 2 do 9 wypełniają OSP i OSD, kolumny od 10 do 19 wypełnia tylko OSP





**Dział 20. Zdolności przesyłowe wymiany międzynarodowej (wypełnia OSP) [MW]**

Kierunek	Import			Eksport			Import	Eksport
	TTC*	NTC**	ATC***	TTC*	NTC**	ATC***	Maksymalny stopień wykorzystania NTC	Maksymalny stopień wykorzystania NTC
	MW			MW			%	
0	1	2	3	4	5	6	7	8
Przekrój synchroniczny	01							
Białoruś	02							
Ukraina	03							
Szwecja	04							
Litwa	05							

**\*TTC Całkowite Zdolności Przesyłowe (ang. Total Transfer Capacity)**

Całkowite Zdolności Przesyłowe określone są jako maksymalna dopuszczalna wartość mocy wymiany międzysystemowej pomiędzy przyległymi obszarami wyznaczona zgodnie z obowiązującymi w każdym z nich kryteriami bezpieczeństwa.

**\*\*NTC Zdolności Przesyłowe Netto (ang. Net Transfer Capacity)**

Zdolności Przesyłowe Netto określają maksymalne dopuszczalne zdolności wymiany mocy pomiędzy dwoma obszarami, realizowane zgodnie z wszystkimi standardami bezpieczeństwa systemu określonymi przez każdego operatora z uwzględnieniem niezbędnego marginesu bezpieczeństwa.

**\*\*\*ATC Dostępne Zdolności Przesyłowe (ang. Available Transfer Capacity)**

Dostępne Zdolności Przesyłowe to miara zdolności przesyłowych pozostających do wykorzystania w warunkach fizycznych systemu przesyłowego.

**Uwaga! Dane dotyczące wartości należy wykazywać w tys. zł z jednym miejscem po przecinku, wskaźniki uszkodzeń oraz średnie czasy należy podawać z dokładnością do dwóch miejsc po przecinku, pozostałe wielkości należy wykazywać w liczbach całkowitych (bez znaku po przecinku).**

Proszę podać szacunkowy czas (w minutach) przeznaczony na przygotowanie danych dla potrzeb wypełnienia formularza	1	
Proszę podać szacunkowy czas (w minutach) przeznaczony na wypełnienie formularza	2	

.....  
(imię, nazwisko i telefon osoby  
sporządzającej sprawozdanie)

.....  
(imię, nazwisko i telefon osoby  
zatwierdzającej sprawozdanie)

## Objaśnienia do formularza G-10.5

Objaśnienia dotyczą wzoru formularza za 2024 r.

Do sporządzania sprawozdania zobowiązane są podmioty zajmujące się przesyłem i dystrybucją energii elektrycznej, zaklasyfikowane według PKD 2007<sup>1</sup> do grupy 35.1.

Informacje dotyczące sieci o napięciach 30 kV i poniżej należy podawać w podziale na sieci miejskie i wiejskie. Jako sieci miejskie należy rozumieć sieci zasilające odbiorców w miastach i miejscowościach posiadających prawa miejskie. Jako sieci wiejskie należy rozumieć sieci zasilające odbiorców na terenach wiejskich, które nie posiadają praw miejskich.

Przynależność sieci niskiego napięcia do sieci miejskich lub wiejskich należy określać zgodnie z przynależnością stacji SN/nN zasilającej tę sieć. Jeśli stacja zasilająca sieć nN znajduje się na terenie miasta a część linii przekracza jego granice, wówczas całą sieć należy zaliczać do sieci miejskich.

W przypadkach kiedy z jednego trzonu linii średniego napięcia są zasilane miasta i wsie, odgałęzienia od trzonu linii zasilające wsie należy zaliczać do linii wiejskich, a odgałęzienia, które zasilają miasta (miejscowości posiadające prawa miejskie), do linii miejskich. Trzony linii średniego napięcia wychodzące z GPZ w kierunku miasta i zasilające miasto, nawet jeżeli od linii tych są odgałęzienia zasilające wsie, ale linia ma charakter typowo miejski (np. jest elementem pierścienia), należy zaliczać do linii miejskich. Trzony linii średniego napięcia wychodzące z GPZ w kierunku wsi (w teren), cechujące się wyraźnym charakterem terenowym, nawet jeżeli od tego trzonu są odgałęzienia zasilające miasta, należy zaliczać do linii wiejskich.

### Dział 1. Linie elektroenergetyczne (stan na koniec roku)

**Kolumny 1–5** – długość linii elektroenergetycznych wysokich napięć należy podawać według napięć znamionowych, na które linia została zbudowana.

Długość linii średnich i niskich napięć należy wykazywać wg napięć roboczych.

Długość linii elektroenergetycznych napowietrznych na słupach stalowych, betonowych i drewnianych należy podawać wg długości trasy.

Długość linii kablowych należy podawać według długości kabla.

W przypadku sumowania długości linii napowietrznych i kablowych długość tych linii należy przeliczyć na 1 tor (także linie 4-torowe).

Jako linie wielotorowe należy rozumieć linie łączące te same obiekty.

Przez linie średniego napięcia (SN) rozumie się linie o napięciu od 1 kV do 60 kV.

Przez linie elektroenergetyczne niskiego napięcia (nN) rozumie się linie elektryczne o napięciu poniżej 1 kV.

Do linii elektroenergetycznych niskiego napięcia nie należy zaliczać przyłączy, które wykazywane są osobno.

---

<sup>1</sup> Polska Klasyfikacja Działalności (PKD 2007) wprowadzona rozporządzeniem Rady Ministrów z dnia 24 grudnia 2007 r. (Dz. U. Nr 251, poz. 1885, z późn. zm.)

Długość linii niskiego napięcia powinna obejmować również wydzielone linie oświetlenia ulicznego.

Linii elektroenergetycznych niskiego napięcia z podwieszonym oświetleniem ulicznym nie należy traktować jako dwutorowych.

## **Dział 2. Długość linii elektroenergetycznych według wieku (stan na koniec roku)**

**Kolumny 1–4** – należy podać sumę długości odcinków linii elektroenergetycznych należących do odpowiedniej grupy wiekowej.

## **Dział 3. Stacje elektroenergetyczne (stan na koniec roku)**

**Kolumny 1–3** przez stację elektroenergetyczną rozumie się obiekt, którego cechą charakterystyczną jest wyposażenie w co najmniej jeden transformator lub aparaturę rozdzielczą lub w jedno i drugie.

Moc stacji określana jest przez moc transformatorów zainstalowanych na stacji.

O przynależności stacji do określonego napięcia decyduje najwyższe napięcie sieci, z jakim współpracuje stacja elektroenergetyczna.

Przy określaniu mocy stacji należy przyjmować moc pozorną transformatorów czynnych, do których zalicza się transformatory:

- a) współpracujące z szynami stacji, siecią lub urządzeniami elektrowni względnie szynami elektrowni,
- b) pozostające w rezerwie, jeżeli mają własne stanowiska i połączone są z urządzeniami czynnymi,
- c) niezdemontowane ze stanowiska, jeśli stanowią majątek operatora systemu dystrybucyjnego (OSD).

Przez stacje napowietrzno-wnętrzowe należy rozumieć stacje, których część jest napowietrzna (np. rozdzielnia wysokiego napięcia) a część wewnątrzowa (np. rozdzielnia średniego napięcia).

Przez wartość początkową linii lub stacji rozumie się wartość księgową zaktualizowaną według ogólnie przyjętych zasad przewartościowania majątku trwałego. Przez wartość stacji należy rozumieć wartość urządzeń, gruntu oraz budynków.

Wartość netto jest to wartość początkowa pomniejszona o umorzenie.

Kolumny dotyczące wartości początkowej i wartości netto należy wypełnić tylko dla elementów sieci, które są własnością OSD i operatora systemu przesyłowego (OSP).

W wierszach 04, 06 i 20 należy podać liczbę i moc stacji będących własnością odbiorców zasilanych bezpośrednio z sieci operatora systemu elektroenergetycznego. W wierszach tych nie należy podawać wartości początkowych i wartości netto.

## **Dział 4. Liczba stacji elektroenergetycznych według wieku (stan na koniec roku)**

**W wierszach od 01 do 09** mają być podawane w odpowiednich wierszach wszystkie stacje. O tym, w którym wierszu są uwzględniane poszczególne stacje decyduje ich górne napięcie.

**W wierszach od 01 do 09** mają być uwzględnione również rozdzielnie bez transformacji.



**W wierszu 10** mają być uwzględniane tylko stacje transformatorowe wyodrębnione z wierszy 05 do 09 o górnym napięciu (1 do 60) kV i niskim dolnym napięciu .

**W wierszu 11** ma być wykazana suma wszystkich stacji, a więc **suma wierszy od 01 do 09**.

**Kolumny 1–4** – należy podać sumę stacji elektroenergetycznych należących do odpowiedniej grupy wiekowej.

#### **Dział 5. Transformatory sieciowe OSP i OSD (stan na koniec roku)**

Należy podać liczbę, moc pozorną oraz wartość początkową transformatorów sieciowych, tj. transformatorów na potrzeby przesyłu i rozdziału mocy, wraz z transformatorami potrzeb własnych w stacjach.

W dziale tym należy uwzględnić transformatory będące własnością OSP i OSD.

W każdej grupie napięciowej należy podać liczbę, moc i wartość transformatorów pracujących oraz liczbę, moc i wartość transformatorów będących w rezerwie magazynowej.

Transformatory należy uszeregować według napięcia znamionowego sieci, do której transformator jest przyłączony.

Transformatory stanowiące zespół należy podawać jako jeden transformator (np. trzy transformatory jednofazowe).

#### **Dział 6. Środki trwałe według Klasyfikacji Środków Trwałych oraz nakłady na środki trwałe, w tys. zł**

Należy podać wartość środków trwałych przedsiębiorstwa zaangażowanych do dystrybucji energii elektrycznej według klasyfikacji GUS.

W **wierszu 16** należy wykazać wartość nakładów na budowę lub (i) wartość zakupu środków trwałych (w tym także niewymagających montażu lub instalacji) wraz z kosztami ponoszonymi przy ich nabyciu, wartość nakładów na wytworzenie środków trwałych we własnym zakresie, koszty dostosowania środka trwałego do użytkowania, koszty montażu, wartość nakładów na ulepszenie istniejących środków trwałych, w tym również na ulepszenie obcych środków trwałych oraz pełną wartość nakładów na środki trwałe nabyte na mocy umowy o leasing.

#### **Dział 7 i 8. Ocena wykorzystania przepustowości linii SN i nN (według ostatnich pomiarów)**

W **Dziale 7** dotyczącym linii średniego napięcia wskaźniki dla każdej linii należy obliczyć dzieląc maksymalne rzeczywiste obciążenie linii uzyskane z pomiarów w trzecie środy miesiąca przez obciążalność dopuszczalną magistrali. Jako obciążalność dopuszczalną należy przyjmować wartość obciążalności dopuszczalnej elementu limitującego, czyli wynikającą albo z przekroju przewodów, albo z zabezpieczenia ze względu na skuteczność ochrony przeciwporażeniowej.

W **Dziale 8** dotyczącym linii niskiego napięcia wskaźniki dla każdego obwodu należy obliczyć dzieląc rzeczywiste maksymalne obciążenie uzyskane w czasie ostatnich wykonywanych pomiarów (pomiar obciążenia obwodów nN powinny być zgodnie z przepisami np. „Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnych”, wykonywane nie rzadziej niż raz na pięć lat lub na interwencję odbiorców) przez obciążalność długotrwałą linii.

Dla sieci pierścieniowych wskaźnik maksymalnego wykorzystania przepustowości linii należy obliczać przy normalnych podziałach linii.

W dziale tym należy uwzględnić wszystkie obwody nN (nawet te, na których ostatni pomiar wykonano 5 lat wcześniej).

Obliczenia należy wykonać według następującego wzoru:

$$W_{\max} = \frac{P_{rz\max}}{P_{dop}} \times 100\% \quad \text{lub} \quad W_{\max} = \frac{J_{rz\max}}{J_{dop}} \times 100\%$$

gdzie:

- $W_{\max}$  - wskaźnik maksymalnego wykorzystania przepustowości linii,
- $P_{rz\max}$  - maksymalna zanotowana moc przesyłana daną linią,
- $P_{dop}$  - przepustowość linii wyrażona jako moc dopuszczalna, długotrwała,
- $J_{rz\max}$  - maksymalne zanotowane obciążenie prądowe linii,
- $J_{dop}$  - przepustowość linii wyrażona jako prąd dopuszczalny, długotrwały

### **Dział 9. Ciągi sieciowe (stan na koniec roku)**

Dla sieci pierścieniowych długość ciągów średniego napięcia należy wyznaczać przy normalnych podziałach w sieci SN.

### **Dział 10, 11 i 12. Przekroje przewodów linii napowietrznych nN, SN i WN – w km (stan na koniec roku)**

W długości linii niskiego napięcia o danych przekrojach nie należy uwzględniać długości przyłączy. Należy uwzględnić tylko długość trzonu linii z odgałęzieniami w przeliczeniu na jeden tor. W długościach linii średniego i wysokiego napięcia (110 kV) należy uwzględnić długość trzonu oraz odgałęzień linii w przeliczeniu na jeden tor.

### **Dział 13. Przyłącza (stan na koniec roku)**

Przez przyłącze rozumie się (zgodnie z przepisami budowy urządzeń elektrycznych) urządzenie elektryczne łączące urządzenia odbiorcze energii elektrycznej z siecią elektroenergetyczną niskich napięć, bezpośrednio lub za pośrednictwem wewnętrznej linii zasilającej.

Długość przyłącza liczy się w liniach napowietrznych od złącza do słupa, w liniach kablowych zaś do odgałęzienia.

Do długości przyłącza nie zalicza się wewnętrznej linii zasilającej, a także odcinków linii napowietrznych znajdujących się między słupami lub zastępczymi konstrukcjami wsporczymi.

Jako wydłużenie terminu przyłączenia do sieci należy uważać przesunięcie daty realizacji tego przyłączenia wynikające z powodów zależnych od operatora systemu dystrybucyjnego (wymagana jest rozbudowa lub modernizacja istniejących sieci).

### **Dział 14. Rozwój inteligentnych sieci elektroenergetycznych (stan na koniec roku)**

W **wierszach 01–07** należy podać liczbę wszystkich liczników zainstalowanych u odbiorców umożliwiających pomiar energii elektrycznej czynnej i biernej.

W **wierszach 08–15** należy podać, wydzieloną z wierszy 01-03, liczbę liczników umożliwiających zdalny odczyt i obustronną komunikację między odbiorcą energii i jej sprzedawcą.

W **wierszu 14** należy podać, wydzieloną z wiersza 11, liczbę liczników skomunikowanych z odbiornikami odbiorcy (wg stanu na koniec roku).

W **wierszu 16** należy wykazać liczniki bilansujące przystosowane do zdalnego odczytu zainstalowane na stacjach SN/nN.

W **wierszu 17** należy wykazać łączniki i stacje zdalnie sterowane.

W **wierszu 18** należy wykazać łączniki i stacje zdalnie sterowane umożliwiające realizację automatycznego wykonywania łączeń.

### **Dział 15. Napięcia na końcach obwodów nN (według ostatnich pomiarów)**

Napięcia na końcach obwodów nN należy ustalić podczas ostatnich pomiarów wykonywanych na danym obwodzie (analogicznie jak w Dziale 7).

Należy podawać liczby obwodów niskiego napięcia, na końcach których podczas pomiarów stwierdzono:

Wiersz 01. napięcie fazowe powyżej normy

Wiersz 02. napięcie fazowe w granicach normy

Wiersz 03. napięcie fazowe z zakresu  $U_{zn}$  (– 10 %, – 20 %)

Wiersz 04. napięcie fazowe poniżej  $U_{zn}$  – 20 %.

### **Dział 16. Ocena długości obwodów linii nN (stan na koniec roku)**

Jako długość obwodu należy rozumieć długość trzonu wraz z najdłuższym odgałęzieniem, czyli odcinek od stacji do końca najdłuższego odgałęzienia.

Do długości obwodów nN nie należy doliczać długości przyłączy.

### **Dział 17. Awaryjność sieci (dane całoroczne)**

W przypadku kilku wyłączeń w celu usunięcia tego samego uszkodzenia jako czas likwidacji uszkodzenia, uwzględniany przy obliczaniu średniego czasu, przerwy w dostawie energii elektrycznej z powodu uszkodzeń, należy przyjąć sumę czasu trwania wszystkich tych wyłączeń.

Czas przerwy w dostawie energii elektrycznej należy liczyć zgodnie z rozporządzeniem Ministra Gospodarki z dnia 4 maja 2007 r. w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu elektroenergetycznego (Dz. U. Nr 93, poz. 623, z późn. zm.).

W awaryjności sieci niskiego napięcia należy uwzględnić awarie przyłączy.

W wierszach 01, 02, 03 oraz 10 i 11 należy podać liczbę uszkodzeń obiektów z pominięciem krótkotrwałych wyłączeń wynikających z działania automatyki.

Awarie elementów stacji transformatorowych SN/nN (bez transformatora i zacisków) należy traktować jak awarie linii odpowiedniego napięcia.

Przy wyliczaniu średniego czasu trwania przerwy w dostawie energii elektrycznej z powodu prac planowych należy uwzględnić prace wykonywane w technologii PPN (pod napięciem) z zerowym czasem trwania wyłączenia.

W wierszu 16 kol. 1, 2, 3 należy wykazać liczbę uszkodzonych bezpieczników w rozdzielnicy nN w stacjach SN/nN. Liczba ta ma odpowiadać liczbie podanej w Dz. 19 wiersz 6 kolumna 16, 17, 18.

## Dział 18. Wskaźniki przerw w zasilaniu

Przy klasyfikowaniu przerw w dostarczaniu energii elektrycznej na krótkie, długie, bardzo długie i katastrofalne oraz przy wyliczaniu wskaźników SAIDI, SAIFI, MAIFI, ENS, AIT należy stosować rozporządzenie Ministra Gospodarki z dnia 4 maja 2007 r. w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu elektroenergetycznego.

Kolumny od 2 do 9 w układzie terytorialnym (zgodnie z rosnącym porządkiem alfabetycznym nazw województw i powiatów (oraz odpowiadającymi im symbolami terytorialnymi (łącznie 4 cyfry)), w których odnotowano przerwy w zasilaniu) wypełniają OSD.

Symbole województw (2 znaki) oraz powiatów (2 znaki) należy przyjmować zgodnie z rozporządzeniem Rady Ministrów z dnia 15 grudnia 1998 r. w sprawie szczegółowych zasad prowadzenia, stosowania i udostępniania krajowego rejestru urzędowego podziału terytorialnego kraju oraz związanych z tym obowiązków organów administracji rządowej i jednostek samorządu terytorialnego (Dz. U. Nr 157, poz. 1031, z późn. zm.) oraz publikowaną przez GUS bazą rejestru TERYT.

## Dział 19. Liczba uszkodzeń elementów sieci SN i nN [szt.] (dane całoroczne)

W dziale tym należy podać liczbę uszkodzeń elementów sieci w sztukach odpowiednio w liniach napowietrznych, kablowych lub stacjach elektroenergetycznych (np. izolatory mogą wystąpić w linii napowietrznej, w linii kablowej i w stacji elektroenergetycznej). W przypadku uszkodzeń kilku elementów podczas jednego uszkodzenia obiektu (np. linii) należy podać liczbę wszystkich uszkodzonych elementów. W kolumnach 7 do 9 należy podawać uszkodzenia elementów stacji SN/nN po stronie średniego napięcia. W kolumnach 16 do 18 należy podawać uszkodzenia elementów rozdzielnic niskiego napięcia.

Przez uszkodzenie bezpiecznika należy rozumieć przepalenie bezpiecznika w wyniku zakłócenia w sieci, jak również jego uszkodzenie w związku z wadą technologiczną.

W **wierszu 6** nie wykazuje się uszkodzeń bezpieczników zabezpieczających obwody wtórne. Uszkodzenia bezpieczników w rozłącznikach bezpiecznikowych powinny być traktowane jako uszkodzenia bezpieczników, a nie rozłączników.

W poszczególnych kolumnach wiersza 6 należy wykazywać:

- **kolumny 1, 2, 3** – dla linii napowietrznych SN – uszkodzenia bezpieczników między innymi w rozdzielniach sieciowych SN, złączach SN zlokalizowanych w sieci SN o przeważającym charakterze napowietrzny,
- **kolumny 4, 5, 6** – dla linii kablowych SN – uszkodzenia bezpieczników, między innymi w rozdzielniach sieciowych SN, złączach SN zlokalizowanych w sieci SN o przeważającym charakterze kablowym,
- **kolumny 7, 8, 9** – dla stacji SN/nN oraz SN/SN – uszkodzenia bezpieczników w stacjach po stronie SN.
- **kolumny 10, 11, 12** – dla linii napowietrznych nN – uszkodzenia bezpieczników, między innymi w złączach kablowych, zestawach złączowych, złączowo-pomiarowych i szafkach pomiarowych zlokalizowanych w sieci nN o przeważającym charakterze napowietrzny,

- **kolumny 13, 14, 15** – dla linii kablowych nN – uszkodzenia bezpieczników, między innymi w złączach kablowych, zestawach złączowych, złączowo-pomiarowych i szafkach pomiarowych zlokalizowanych w sieci nN o przeważającym charakterze kablowym,

- **kolumny 16,17,18** – dla rozdzielnic nN – uszkodzenia bezpieczników w rozdzielnic nN w stacjach SN/nN.

#### **Dział 20. Zdolności przesyłowe wymiany międzynarodowej (wypełnia OSP) [MW]**

Dział ten wypełnia Operator Systemu Przesyłowego. W kolumnach od 1 do 6 należy podać maksymalne wartości odpowiednich wielkości jakie wystąpiły w dniu roboczym w ciągu roku, za który składane jest sprawozdanie.

W kolumnach 7 i 8 należy podać maksymalny stopień wykorzystania zdolności przesyłowych netto (NTC) jakie wystąpiły w dniu roboczym w ciągu roku, za który składane jest sprawozdanie.

Jako maksymalny stopień wykorzystania zdolności przesyłowych NTC należy rozumieć, wyrażony w procentach, stosunek maksymalnego w danym roku obciążenia połączenia międzynarodowego do maksymalnej w danym roku wartości NTC.