

# **I Krajowy raport benchmarkingowy**

**nt. jakości dostaw energii elektrycznej do odbiorców  
przyłączonych do sieci przesyłowych i dystrybucyjnych**





# **I Krajowy raport benchmarkingowy**

## **nt. jakości dostaw energii elektrycznej do odbiorców przyłączonych do sieci przesyłowych i dystrybucyjnych**

Praca zrealizowana w ramach projektu nr 2006/018-180.02.04 finansowanego  
przez Unię Europejską ze środków Transition Facility PL2006/018-180.02.04

„Wdrażanie konkurencyjnego rynku energii”

Nr ref. 2006/018-180.02.04.02 - Część B

przez:

**Instytut Energetyki Jednostka Badawczo-Rozwojowa Oddział Gdańsk**

Autorzy:

*Franciszek Głowacki – Instytut Energetyki Oddział Gdańsk*

*Zbigniew Hanzelka – Akademia Górniczo-Hutnicza w Krakowie*

*Henryk Koseda – Instytut Energetyki Oddział Gdańsk*

*Bogdan Czarnecki – Instytut Energetyki Oddział Gdańsk*

*Mieczysław Wrocławski – Energa-Operator S.A.*

**Inicjatywa i wsparcie instytucjonalne**



**Urząd Regulacji  
Energetyki**

**2009 r**





## SPIS TREŚCI

<b>1</b>	<b>WSTĘP .....</b>	<b>9</b>
1.1	JAKOŚĆ DOSTAW ENERGII ELEKTRYCZNEJ .....	10
1.2	REGULACJA JAKOŚCI DOSTAW ENERGII ELEKTRYCZNEJ .....	12
<b>2</b>	<b>DANE WEJŚCIOWE.....</b>	<b>14</b>
<b>3</b>	<b>PRZEGLĄD STRATEGII I DOŚWIADCZEŃ KRAJÓW EUROPEJSKICH W ZAKRESIE ANALIZ BENCHMARKINGOWYCH JAKOŚCI DOSTAW ENERGII ELEKTRYCZNEJ .....</b>	<b>15</b>
3.1	JAKOŚĆ HANDLOWA .....	17
3.1.1	<i>Znaczenie Jakości Handlowej i przyczyny nadzoru nad nią Regulatora.....</i>	<i>17</i>
3.1.2	<i>Główne aspekty jakości handlowej .....</i>	<i>18</i>
3.1.3	<i>Budowa standardów jakości handlowej w krajach europejskich.....</i>	<i>18</i>
3.1.4	<i>Metodyka badania poziomów jakości handlowej.....</i>	<i>20</i>
3.1.5	<i>Grupa standardów dotyczących obsługi odbiorców, zapytań, skarg i reklamacji 21</i>	
3.1.6	<i>Grupa standardów dotyczących pomiarów energii i rozliczeń.....</i>	<i>21</i>
3.1.7	<i>Grupa standardów dotyczących przyłączenia do sieci .....</i>	<i>22</i>
3.1.8	<i>Grupa standardów dotyczących przerw w dostawie energii i jakości napięcia ..</i>	<i>23</i>
3.2	CIĄGŁOŚĆ DOSTAW .....	30
3.2.1	<i>Podstawy opisu ciągłości zasilania.....</i>	<i>31</i>
3.2.2	<i>Europejskie doświadczenia benchmarkingowe ciągłości dostaw energii elektrycznej .....</i>	<i>35</i>
3.2.3	<i>Wnioski z doświadczeń benchmarkingowych krajów europejskich .....</i>	<i>55</i>
3.3	JAKOŚĆ NAPIĘCIA.....	55
3.3.1	<i>Regulacja napięcia a regulacja ciągłości zasilania.....</i>	<i>56</i>
3.3.2	<i>Podstawowe zasady regulacji jakości napięcia .....</i>	<i>57</i>
3.3.3	<i>Monitorowanie istniejącego poziomu jakości .....</i>	<i>58</i>
3.3.4	<i>Minimalne standardy jakości .....</i>	<i>64</i>
3.3.5	<i>Norma EN 50160.....</i>	<i>65</i>
3.4	EKSTREMALNIE NIESPRZYJAJĄCE WARUNKI POGODOWE.....	73



3.4.1	<i>Ogólne zasady postępowania ze zdarzeniami wyjątkowymi w systemie elektroenergetycznym .....</i>	73
3.4.2	<i>Zakres uwzględniania zdarzeń wyjątkowych w statystykach ciągłości zasilania .....</i>	76
3.4.3	<i>Zdarzenia wyjątkowe a wypłaty rekompensat.....</i>	77
3.4.4	<i>Instrumenty wykorzystywane w celu minimalizacji częstości występowania oraz skutków zdarzeń wyjątkowych. ....</i>	79
3.4.5	<i>Porównanie krajów europejskich w zakresie postępowania z ze zdarzeniami wyjątkowymi w systemie elektroenergetycznym .....</i>	82
<b>4</b>	<b>OPIS KWESTIONARIUSZY BADAWCZYCH.....</b>	<b>90</b>
4.1	JAKOŚĆ HANDLOWA.....	90
4.1.1	<i>Grupa standardów dotyczących obsługi odbiorców, zapytań, skarg i reklamacji</i> <i>90</i>	
4.1.2	<i>Grupa standardów dotyczących pomiarów energii i rozliczeń.....</i>	92
4.1.3	<i>Grupa standardów dotyczących przyłączenia do sieci .....</i>	92
4.1.4	<i>Grupa standardów dotyczących przerw w dostawie energii i jakości napięcia ..</i>	93
4.2	CIĄGŁOŚĆ DOSTAW .....	93
4.3	JAKOŚĆ NAPIĘCIA.....	95
4.4	EKSTREMALNIE NIESPRZYJAJĄCE WARUNKI POGODOWE.....	97
4.4.1	<i>Zdarzenia nadzwyczajne uznawane jako przyczyna niedostarczenia energii.....</i>	97
4.4.2	<i>Wpływ zdarzeń nadzwyczajnych na poszczególne parametry jakości energii.....</i>	97
4.4.3	<i>Procedury klasyfikacji zdarzeń nadzwyczajnych związanych z ekstremalnymi warunkami pogodowymi lub innymi zdarzeniami zmieniającymi standardowe warunki dostaw energii.....</i>	98
4.4.4	<i>Procedury i środki przeciwdziałania skutkom zdarzeń nadzwyczajnych .....</i>	98
<b>5</b>	<b>ANALIZA DANYCH .....</b>	<b>99</b>
5.1	JAKOŚĆ HANDLOWA.....	99
5.1.1	<i>Grupa standardów dotyczących obsługi odbiorców, zapytań, skarg i reklamacji</i> <i>99</i>	
5.1.2	<i>Grupa standardów dotyczących pomiarów energii i rozliczeń.....</i>	104
5.1.3	<i>Grupa standardów dotyczących przyłączenia do sieci .....</i>	108
5.1.4	<i>Grupa standardów dotyczących przerw w dostawie energii i jakości napięcia .....</i>	110
5.2	CIĄGŁOŚĆ DOSTAW .....	113



5.3	JAKOŚĆ NAPIĘCIA.....	128
5.4	EKSTREMALNIE NIESPRZYJAJĄCE WARUNKI POGODOWE.....	175
5.4.1	<i>Zdarzenia nadzwyczajne uznawane jako przyczyna niedostarczenia energii....</i>	<i>175</i>
5.4.2	<i>Inne zdarzenia uznawane za nadzwyczajne, zmieniające standardowe warunki dostaw energii elektrycznej .....</i>	<i>190</i>
5.4.3	<i>Wpływ zdarzeń nadzwyczajnych na poszczególne parametry jakości energii ...</i>	<i>197</i>
5.4.4	<i>Procedury klasyfikacji zdarzeń nadzwyczajnych związanych z ekstremalnymi warunkami pogodowymi lub innymi zdarzeniami zmieniającymi standardowe warunki dostaw energii.....</i>	<i>202</i>
5.4.5	<i>Procedury i środki przeciwdziałania skutkom zdarzeń nadzwyczajnych .....</i>	<i>205</i>
<b>6</b>	<b>PREZENTACJA WYNIKÓW .....</b>	<b>210</b>
6.1	JAKOŚĆ HANDLOWA .....	210
6.2	CIĄGŁOŚĆ DOSTAW .....	223
6.3	JAKOŚĆ NAPIĘCIA.....	241
6.3.1	<i>Stan wiedzy.....</i>	<i>241</i>
6.3.2	<i>Znaczenie problemu .....</i>	<i>243</i>
6.3.3	<i>Badanie kosztów złej jakości dostawy energii elektrycznej .....</i>	<i>247</i>
6.3.4	<i>Procedura przyłączania odbiorców .....</i>	<i>247</i>
6.3.5	<i>Obecna praktyka .....</i>	<i>249</i>
6.3.6	<i>Wymagania dotyczące przyrządów pomiarowych.....</i>	<i>255</i>
6.3.7	<i>Stosowany system egzekwowania jakości dostawy energii.....</i>	<i>259</i>
6.3.8	<i>Rozproszony system monitorowania .....</i>	<i>260</i>
	<i>Liczniki i/lub rejestratory z opcją pomiaru wskaźników jakości.....</i>	<i>263</i>
	<i>Planowane systemy pomiarowe.....</i>	<i>265</i>
6.4	EKSTREMALNIE NIESPRZYJAJĄCE WARUNKI POGODOWE.....	270
6.4.1	<i>Zdarzenia nadzwyczajne uznawane jako przyczyna niedostarczenia energii....</i>	<i>270</i>
6.4.2	<i>Inne zdarzenia uznawane za nadzwyczajne, zmieniające standardowe warunki dostaw energii elektrycznej .....</i>	<i>271</i>
6.4.3	<i>Wpływ zdarzeń nadzwyczajnych na parametry jakości energii .....</i>	<i>272</i>
6.4.4	<i>Procedury klasyfikacji zdarzeń nadzwyczajnych związanych z ekstremalnymi warunkami pogodowymi lub innymi zdarzeniami zmieniającymi standardowe warunki dostaw energii.....</i>	<i>281</i>



6.4.5	<i>Procedury i środki przeciwdziałania skutkom zdarzeń nadzwyczajnych</i>	283
-------	---	-----

<b>7</b>	<b>WNIOSKI I ZALECENIA DLA BENEFICJENTA ORAZ PODMIOTÓW ODPOWIEDZIALNYCH ZA JAKOŚĆ DOSTAW ENERGII ELEKTRYCZNEJ DO ODBIORCY</b>	<b>285</b>
7.1	JAKOŚĆ HANDLOWA	287
7.2	CIĄGŁOŚĆ DOSTAW	287
7.3	JAKOŚĆ NAPIĘCIA	288
7.4	EKSTREMALNIE NIESPRZYJAJĄCE WARUNKI POGODOWE	291
<b>8</b>	<b>HARMONOGRAM DZIAŁAŃ DLA POPRAWY JAKOŚCI DOSTAW ENERGII ELEKTRYCZNEJ</b>	<b>292</b>
<b>9</b>	<b>INSTRUMENTY STYMULUJĄCE POPRAWĘ JAKOŚCI DOSTAW ENERGII ELEKTRYCZNEJ</b>	<b>294</b>
<b>10</b>	<b>LITERATURA</b>	<b>296</b>
<b>11</b>	<b>ZAŁĄCZNIKI</b>	<b>298</b>
11.1	ZAŁĄCZNIK A	298
11.2	ZAŁĄCZNIK B	299
11.3	ZAŁĄCZNIK C	300
11.4	ZAŁĄCZNIK D	302





## 1 Wstęp

Opracowanie zostało wykonane przez Instytut Energetyki Oddział w Gdańsku zgodnie z podpisaną umową nr CRU 10863/JFK/PPt-DI/2008-TF2006/018-180.02.04.02, Część B z dnia 23 października 2008r. Ze względu na różne aspekty jakości dostaw energii elektrycznej podlegające badaniom i w trosce o jakość pracy dla dwóch obszarów badawczych („jakość napięcia” oraz „jakość handlowa”) do współpracy zaproszono ekspertów zewnętrznych. Realizatorom projektu zostały postawione następujące cele:

- dokonanie przeglądu strategii i doświadczeń krajów europejskich w zakresie analiz benchmarkingowych jakości dostaw energii elektrycznej,
- wybór wskaźników jakości usług dostaw energii elektrycznej oraz wybór standardów dla celów porównawczych,
- opracowanie kwestionariuszy dla przeprowadzenia badań w zakresie: jakości handlowej dostaw energii elektrycznej, ciągłości dostaw energii elektrycznej, jakości napięcia oraz ekstremalnie niesprzyjających warunków pogodowych,
- przeprowadzenie analizy jakości dostaw energii elektrycznej na podstawie zebranych w oparciu o kwestionariusze danych,
- opracowanie krajowego raportu benchmarkingowego nt. jakości dostaw energii elektrycznej.

Cele projektu zostały zrealizowane – na podstawie wykonanych prac analitycznych widać jednak istotne zróżnicowanie danych dostępnych u poszczególnych Operatorów. Mimo dołożenia szczególnych starań w trakcie procesu opracowywania kwestionariuszy badawczych, w tym przeprowadzenia spotkania instruktażowego dla uczestników badań, otrzymano od poszczególnych operatorów nie zawsze odpowiednie dane. Widać jednak na podstawie otrzymanych kwestionariuszy badawczych, że istnieje zbliżone podejście do standardów służących do oceny jakości usług – handlowych standardów jakości usług odnoszących się do obsługi klienta, standardów jakości ciągłości dostaw (zależnych głównie od niezawodności funkcjonowania systemu elektroenergetycznego) oraz standardów jakości napięcia określających jakość dostarczanego produktu.

Koncepcje gwarantowanych standardów jakości (dotyczące indywidualnych odbiorców i powiązane z bonifikatami za ich niedotrzymanie zgodnie z Rozporządzeniem Taryfowym [28]) oraz ogólne standardy są stosowane u operatorów będących przedmiotem niniejszej analizy. Pomimo to występują istotne różnice w definiowaniu standardów i



oczekiwanych poziomach ich realizacji. Monitoring ciągłości dostaw stosowany jest powszechnie, lecz zasady i procedury zbierania odpowiednich informacji się różnią. W konsekwencji przeprowadzone analizy porównawcze na podstawie wskaźników ciągłości dostaw mogą być obarczone błędem.

W warunkach kształtującego się jednolitego rynku energii elektrycznej, postępującej liberalizacji handlu energią oraz rosnącej wymiany energii elektrycznej między różnymi systemami elektroenergetycznymi i regionami, zapewnienie klientom wysokiej, zgodnej z obowiązującymi standardami jakości energii elektrycznej nabiera szczególnego znaczenia. Pierwszoplanowym wyznacznikiem i kryterium oceny jakości energii elektrycznej musi być ujednolicony i porównywalny pomiar tej jakości. Niektórzy operatorzy już obecnie odczuwają potrzebę monitoringu jakości energii w czasie rzeczywistym – przejawem tego są pierwsze niewielkie systemy monitoringu zrealizowane w Polsce.

Brak lub wadliwość pomiaru podważa zasadę jednorodności przedmiotu obrotu na rynkach konkurencyjnych oraz zagraża uczciwej konkurencji. Na jakość energii elektrycznej, oprócz czynników handlowych, wpływają w istotnym stopniu warunki techniczne i stabilność funkcjonowania systemu elektroenergetycznego jako całości, co komplikuje nie tylko pomiar jakości dostaw energii, ale przede wszystkim oznacza, że poziom i utrzymywanie tej jakości jest rezultatem wspólnych działań wielu uczestników rynku energii elektrycznej. Prezentowane opracowanie nakreśla główne kierunki działań, zmierzające do poprawy w tej dziedzinie.

## **1.1 Jakość dostaw energii elektrycznej**

Świadomość znaczenia zagadnienia „Jakość dostaw energii elektrycznej” jest niezmiernie istotna dla pozytywnych efektów oddziaływania benchmarkingu. Zagadnienie to traktowane jako jakość usługi dostawy energii elektrycznej ma liczne wymiary, które można pogrupować w trzy obszary: handlowe zależności między dostawcą i użytkownikiem energii elektrycznej, jakość napięcia i ciągłość dostaw. Jakość handlowa dostaw energii elektrycznej to jakość relacji między dostawcą i użytkownikiem energii elektrycznej. Jest ona bardzo ważna zwłaszcza dla przyszłego odbiorcy energii, przed dokonaniem wyboru swojego dostawcy. Zaczyna się od momentu, gdy odbiorca będzie chciał uzyskać od dostawcy informację lub zwrócić się z wnioskiem o przyłączenie do sieci. Na handlową jakość dostawy składa się wiele aspektów relacji między dostawcą i odbiorcą, lecz dla oceny określone są



tylko niektóre z nich, te które mogą być pomierzone i regulowane w formie standardów lub zaleceń. Standardy zazwyczaj dotyczą ogólnych zasad świadczenia przez przedsiębiorstwo dystrybucyjne usługi dostawy energii (standardy ogólne) lub też dotyczą usług świadczonych poszczególnym odbiorcom (standardy gwarantowane). Niedotrzymanie gwarantowanych standardów dostawy zazwyczaj obwarowane jest płatnościami zwrotnymi do odbiorcy. Standardy te mogą dotyczyć maksymalnego czasu przywrócenia dostawy innego niż wynikającego z Rozporządzenia Ministra Gospodarki z dnia 4 maja 2007 r. w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu elektroenergetycznego [27] (tzw. „Rozporządzenie Systemowe”), układów pomiarowych, trybu odczytywania liczników, fakturowania i przekazywania informacji o dostawach, sposobu załatwiania spraw zgłaszanych telefonicznie, rozpatrywania skarg odbiorców, świadczenia usług specjalnych itp.

Jakość napięcia jest bardzo ważną kwestią zarówno dla dystrybutorów jak i dla odbiorców ze względu na wrażliwość użytkowanych urządzeń – zagadnienie to nabiera coraz większego znaczenia zwłaszcza w krajach rozwiniętych o dużym nasyceniu urządzeniami energoelektronicznymi. Urządzenia przemysłowe zawierające bardzo często złożone układy elektroniczne stają się coraz bardziej wrażliwe na zmiany napięcia. Równocześnie coraz powszechniej i liczniej stosowany w gospodarstwach domowych a także u małych odbiorców biznesowych sprzęt elektroniczny wpłynął na wzrost wrażliwości na zmiany napięcia także tej grupy odbiorców. Przyjęta w Polsce europejska norma PN-EN 50160 wymienia główne parametry napięcia w sieciach niskiego i średniego napięcia w normalnych warunkach operacyjnych. Zgodnie z nią wskaźnikami jakości napięcia są następujące parametry: częstotliwość, poziom napięcia i jego zmienność, nagłe spadki napięcia, okresowe lub przejściowe zwwyżki napięcia, wyższe harmoniczne napięcia oraz wahania napięcia.

Użytkownicy energii elektrycznej mają już obecnie indywidualne preferencje w odniesieniu do czynników decydujących o jakości usługi dostawy energii elektrycznej. Dla jednych najbardziej istotna jest niezawodność dostaw, natomiast czynnikiem mniej ważnym jest cena energii. Jest również grupa odbiorców godząca się na planowe i nieplanowe przerwy w dostawach w zamian za obniżkę ceny energii elektrycznej. To różne podejście wynika na przykład z charakteru procesu technologicznego i użytkowanych urządzeń.

Niektóre składowe jakości usług mogą być różnicowane w odniesieniu do poszczególnych odbiorców, lecz w stosunku do pozostałych elementów nie ma takiej możliwości i trzeba je mierzyć i regulować w ramach systemu elektroenergetycznego.



Dla wielu odbiorców najważniejszym parametrem jakości dostaw energii elektrycznej jest jej ciągłość. Ciągłość dostawy określa się liczbą i czasem trwania przerw w dostawie energii elektrycznej. Do oceny ciągłości dostaw, realizowanych z sieci przesyłowych i dystrybucyjnych stosowanych jest kilka wskaźników. Regulacja ma na celu rekompensowanie odbiorcom zbyt długich przerw w dostawach energii elektrycznej, utrzymywanie kontroli nad czasem przywrócenia dostaw oraz tworzenie zachęt do zmniejszenia ogólnej liczby i czasu trwania tych przerw. Analiza benchmarkingowa również stanowi narzędzie dla poprawy wskaźników ciągłości dostaw. W procesie regulacji ciągłości dostaw występują problemy związane ze stosowanymi metodami i dokładnością pomiaru przerw w dostawach oraz określenia podmiotów odpowiedzialnych za te przerwy.

Na wszystkie te trzy obszary mają wpływ ekstremalne zdarzenia pogodowe – występując stochastycznie potrafią zafałszować obraz jakości dostaw energii elektrycznej. Dlatego niezmiernie ważnym jest, aby z analiz benchmarkingowych eliminować zdarzenia występujące wskutek anomalii atmosferycznych uznawanych za wykluczające z odpowiedzialności dostawców oraz aby wszędzie stosować jedną miarę dla kwalifikacji zdarzeń jako zdarzenia ekstremalne.

## **1.2 Regulacja jakości dostaw energii elektrycznej**

Regulacja jakości dostaw energii elektrycznej powinna koncentrować się przede wszystkim na mierzalnych czynnikach jakości usług, które mają istotne znaczenie dla odbiorców oraz na istniejących możliwościach oddziaływania na te czynniki przez przedsiębiorstwa dystrybucyjne.

Ocena satysfakcji odbiorców z jakości dostaw pozwala na gromadzenie informacji dotyczących oczekiwań jakościowych przez różne kategorie odbiorców. Stymulowanie poprawy jakości dostaw energii elektrycznej można by osiągnąć poprzez powiązanie stawek opłat za usługi dystrybucji energii elektrycznej z poziomem jakości świadczonych usług np. poprzez uwzględnienie w taryfikatorze składnika, zależnego od zmiany poziomu jakości - nie jest to jednak możliwe w odniesieniu do wszystkich istotnych czynników decydujących o jakości oraz nie gwarantuje konsumentom utrzymywania minimalnego poziomu jakości usług.

Ciągłość dostaw i jakość napięcia zależą nie tylko od dostawcy, lecz również od odbiorcy. Dlatego zasadniczym problemem jest egzekwowanie odpowiedzialności za pogorszenie jakości dostaw. Regulator powinien jednoznacznie rozgraniczać



odpowiedzialność wszystkich uczestników za jakość dostaw oraz stosować w stosunku do nich odpowiednie instrumenty stymulujące. Z przyczyn jw. organy regulacyjne stosują szereg różnych mechanizmów, z których do najczęściej wykorzystywanych należą:

- publikacja porównawczych wskaźników jakości uzyskiwanych przez spółki dystrybucyjne,
- wymóg stosowania w umowach z odbiorcą zapisu o gwarantowanych standardach jakości,
- stosowanie sankcji ekonomicznych w przypadku nieprzestrzegania norm jakości,
- stosowanie innych sankcji (cofnięcie lub zmiany koncesji, pisemne ostrzeżenia),
- obniżenie stawek taryfowych lub inne kary typu ekonomicznego zmniejszające przychody lub zyski spółek elektroenergetycznych,
- wprowadzenie bodźców zachęcających do stopniowej poprawy jakości.

Standardy jakości powinny odzwierciedlać preferencje i potrzeby odbiorców oraz ich gotowość do płacenia za wysoką jakość. Regulacja jakości polega zwykle na poszukiwaniu racjonalnej równowagi między kosztami i korzyściami, na podstawie informacji dostępnych organom regulacyjnym. Należy przy tym pamiętać, że koszty są na ogół zróżnicowane w przekroju spółek i obszarów geograficznych, podobnie jak korzyści poszczególnych użytkowników energii elektrycznej. Regulacja jakości powinna być systematycznie monitorowana oraz analizowana. Standardy jakości w razie potrzeby powinny być okresowo modyfikowane. Opłaty karne i mechanizmy zachęt powinny być także przedmiotem analiz równocześnie z regulacyjnymi przeglądami stawek opłat.

Niniejszy raport z przeprowadzonych badań benchmarkingowych wpisuje się w mechanizmy stosowane przez regulatora dla zapewnienia poprawy wskaźników określających jakość dostaw energii elektrycznej.



## 2 Dane wejściowe

Podstawą opracowania raportu były dane statystyczne pozyskane od operatora sieci przesyłowej (**OSP**) oraz czternastu największych operatorów sieci dystrybucyjnych (**OSD**) obejmujących większość odbiorców zgodnie z poniżej zamieszczonym wykazem (symbolem \* oznaczono przedsiębiorstwa, które w badaniach uwzględniono jako całość i jako oddziały lub obszary działania) :

### **OSP:**

1. Polskie Sieci Elektroenergetyczne Operator S.A.

### **OSD:**

1. Energa - Operator S.A. \*
2. ENEA Operator Sp. z o.o. \*
3. Vattenfall Distribution Poland S.A.
4. PGE LUBZEL Dystrybucja Sp. z o.o.
5. PGE Dystrybucja Łódź Sp. z o.o.
6. PGE Dystrybucja Rzeszów Sp. z o.o.
7. RWE Stoen Operator Sp. z o.o.
8. PGE Dystrybucja Białystok Sp. z o.o.
9. PGE ZEORK Dystrybucja Sp. z o.o.
10. ENION S.A. \*
11. PGE Dystrybucja Łódź-Teren S.A.
12. PGE Dystrybucja Warszawa-Teren Sp. z o.o.
13. EnergiaPro S.A. \*
14. PGE Dystrybucja Zamość Sp. z o.o.

Z uwagi na poufność informacji w ramach niniejszego projektu przyjęto kodowanie poszczególnych Operatorów zgodnie z zasadą uzgodnioną z beneficjentem projektu. Podana powyżej kolejność firm objętych badaniami nie znajduje odzwierciedlenia w dalszych częściach niniejszego opracowania.

Kwestionariusze badawcze dla 4 obszarów badawczych zostały opracowane przez poszczególnych ekspertów i zaakceptowane przez beneficjenta projektu.

Jeśli dane źródłowe pozyskane na potrzeby niniejszego projektu od operatorów systemów dystrybucyjnych oraz przesyłowego, były niepełne, bądź budziły wątpliwości, co do



prawidłowego ich ujęcia podlegały przed wprowadzeniem do bazy danych procesowi weryfikacji.

### **3 Przegląd strategii i doświadczeń krajów europejskich w zakresie analiz benchmarkingowych jakości dostaw energii elektrycznej**

Celem Projektu postawionym przez regulatora jest poprawa parametrów dostaw energii elektrycznej. Na parametry te składają się zarówno handlowe standardy jakości usług związanych z obsługą klienta, standardy jakości ciągłości dostaw determinowane stanem systemu elektroenergetycznego oraz standardy jakości napięcia opisujące jakość dostarczanego produktu. Wszystkie te obszary podlegają dodatkowo wpływom zdarzeń ekstremalnych.

Powyższe parametry mogą być rejestrowane i monitorowane przez działające na obszarze kraju przedsiębiorstwa dystrybucyjne. Jednak nawet wówczas, gdy przedsiębiorstwa dystrybucyjne dysponują pełną informacją o jakości dostarczanej energii to ze względów ekonomicznych nie zawsze są skłonne do wdrażania mechanizmów jej poprawy. Dopiero przeprowadzenie badań porównawczych oraz rosnąca świadomość odbiorców umożliwia wyzwolenie pozytywnych bodźców skutkujących podjęciem działań mających na celu poprawę bieżącego stanu jakości dostaw energii elektrycznej. Oczywiście właściwe wykorzystanie tych bodźców stanowi zadanie regulatora, który powinien prowadzić działania motywujące np. poprzez publikację analiz porównawczych.

Aby badania benchmarkingowe dawały właściwy obraz badanych zagadnień stosowane kwestionariusze badawcze powinny ulegać modyfikacjom wraz z nabywaniem doświadczenia, rosnącymi wymaganiami odbiorców i zmianą sytuacji rynkowej. Zapewni to zwiększenie czytelności raportów oraz skuteczności ich oddziaływania. Za najważniejsze zagadnienia zapewniające skuteczność oddziaływania badań benchmarkingowych uznaje się:

- posiadanie wiedzy na temat koncepcji benchmarkingu,
- postawa liderów i wsparcie przez kadrę menedżerską,
- dokumentowanie własnych procesów,
- nastawienie do dzielenia się wiedzą wewnątrz i na zewnątrz przedsiębiorstwa.





Świadomość pozytywnej roli benchmarkingu dla wizerunku firmy ma ogromne znaczenie dla sukcesu w wyniku prowadzonych analiz porównawczych. Jeżeli celem działań regulatora jest wzrost jakości, monitoring wykonany samodzielnie przez przedsiębiorstwo energetyczne nie gwarantuje poprawy, będzie to jedynie opis stanu istniejącego. Bodźce działają tylko wówczas, gdy dana firma zostanie porównana z lepszą od niej. Lecz nawet w tym przypadku monitoring nie zmusza wprost operatora do poprawy jakości i nie określa sposobu jej realizacji. Wymaga ona aktywnej postawy regulatora określającego dla poszczególnych firm elektroenergetycznych indywidualne docelowe poziomy jakości i czas ich osiągnięcia. Dlatego w kolejnym kroku regulator decyduje o publicznym udostępnieniu tej informacji<sup>1</sup>. Prawie zawsze publikowane są wyniki kilku przedsiębiorstw energetycznych, tak, więc istnieje możliwość przeprowadzenia analizy porównawczej i uruchamiany jest (niezbyt silny) mechanizm bodźcowy.

Benchmarking daje operatorom wartości referencyjne określające cele do osiągnięcia w zakresie biznesowego zarządzania. Staje się narzędziem „ciągłej (pełzającej) poprawy”. Wstępem do benchmarkingu są zwykle ankiety dotyczące wskaźników poziomów obsługi oraz ankiety dotyczące wymagań (standardów) zasilania w systemach przesyłu i rozdzału.

Według CEER/ERA [2,3,23,25] następujące czynniki są istotne dla prowadzenia badań porównawczych: (a) zwiększenie czytelności raportów; (b) ciągła poprawa indeksów i procedur w oparciu o zdobywane doświadczenie; (c) ciągła i ulegająca poprawie koordynacja pomiędzy narodowymi instytucjami „regulacyjnymi” i międzynarodowymi organizacjami normalizacyjnymi w celu opracowania w przyszłości odpowiedniego standardu międzynarodowego; (d) oceny i analizy czynników (roli sił wyższych, czynników atmosferycznych, geograficzne itp.) wpływających na wyniki analizy porównawczej.

---

<sup>1</sup> Szczegółowe okresowe raporty mogą być opracowane przez regulatora, operatorów i publikowane np. na stronach internetowych. Inne stosowane formy upublicznienia danych to: dostęp na hasło, raport roczny, informacja w ramach kontraktu. Dane mogą być publikowane bez identyfikacji firmy, której dotyczą lub w formie zagregowanej. Przykładowo włoscy odbiorcy mają wolny dostęp do danych dotyczących jakości zasilania po adresie <http://queen.ricercadisistema.it>. Strona zawiera dane o jakości napięcia w sieciach SN uaktualniane co tydzień.

W Portugalii wyniki pomiarów wykonanych na życzenie odbiorcy są udostępniane wraz z komentarzem i terminem poprawy stanu jeżeli postanowienia norm nie są spełnione.

Wszystkie opublikowane dane pomiarowe powinny zawierać informacje dotyczące procedur pomiaru i danych metrologicznych stosowanych mierników.





### **3.1 Jakość Handlowa**

#### **3.1.1 Znaczenie Jakości Handlowej i przyczyny nadzoru nad nią Regulatora**

Jakość handlowa dotyczy zagadnień jakości obsługi klientów w zakresie dostaw energii elektrycznej. W zliberalizowanym rynku energii, klient zawiera umowę kompleksową z dostawcą albo rozdzielone umowy ze sprzedawcą i Operatorem Systemu Dystrybucyjnego (OSD). W obu przypadkach, jakość handlowa ma duże znaczenie dla odbiorcy jak i dostawcy. Jakość handlowa jest określana w umowach sprzedaży lub dostawy między przedsiębiorstwami energetycznymi (OSD, sprzedawca) a odbiorcami. Przedsiębiorstwa energetyczne spełniają również inne usługi na życzenie odbiorców związane z podłączeniem do sieci, wznowieniem lub rozwiązaniem umowy, weryfikacją pomiarów itp., które zawierają aspekty jakości handlowej. Powstaje szereg pytań, czy na rynku uwolnionym tak duża ilość zagadnień powinna być regulowana poprzez tworzenie zachęt i wymagań, gdzie wolny rynek sam powinien doprowadzić do systematycznej poprawy do poziomu satysfakcjonującego odbiorcę. Różna jest praktyka w krajach członkowskich CEER. Są obszary, gdzie regulacja może pozytywnie wpłynąć na poziom jakości handlowej i podniesienie satysfakcji odbiorców np. polityka pomiarowa. Działania regulacyjne mają szczególne znaczenie w stosunku do przedsiębiorstw stanowiących naturalne monopole, nawet gdy dobrze rozwinięta jest konkurencja w zakresie sprzedaży energii. Na obraz jakości handlowej ma również wpływ polityka regulacyjna w procesie taryfowania, preferująca zachęty do obniżenia kosztów funkcjonowania sieci. Z drugiej strony nakazanie powiększenia sprawności sieci może doprowadzić do zapaści przedsiębiorstwa energetycznego. Polityka regulacyjna musi uwzględniać równowagę jakości handlowej i technicznej, gdyż zaniżenie uznawanych kosztów uzasadnionych dotyczących eksploatacji i inwestycji może doprowadzić do obniżenia jakości technicznej dostaw energii.

Ze względu na naturalny monopol OSD, w polityce regulacyjnej muszą być określone minimalne wymagania dotyczące przyłączeń. Standardy jakościowe wyższe niż nakazane, mogą być wartością budującą markę jak i przewagę konkurencyjną firmy,

Kontakty handlowe między przedsiębiorstwem energetycznym a odbiorcą można podzielić na okresy:

1. Przed zawarciem umowy dostawy, który obejmuje między innymi:

- Informacje o warunkach przyłączenia i wydanie warunków przyłączenia do sieci,



- Informacje o warunkach zawarcia umowy o przyłączenie i zawarcie umowy o przyłączenie,

W tym okresie odbiorca powiadomiony jest o ogólnych prawach klienta, ogólnych warunkach dostawy po przyłączeniu do sieci, o aktach prawnych wydanych przez władze państwowe, taryfy zatwierdzone przez regulatora i inne.

2. Podczas trwania umowy dostawy, który obejmuje innymi :

- Pomiarów i rozliczenia świadczonej usługi dostawy,
- Odpowiedzi na zapytania, reklamacje i skargi odbiorców,

Podczas trwania umowy dostawy publikowane są standardy jakościowe dostaw. W trakcie trwania umowy można klientowi zaproponować udział w procesach regulacji jakości dostaw. Takie porozumienie z odbiorcą może budować satysfakcję odbiorcy i być odbierane jako poprawa jakości handlowej.

### **3.1.2 Główne aspekty jakości handlowej**

Do jakości handlowej zaliczamy wiele aspektów. Porównanie ich w różnych krajach jest trudne, ze względu na różną interpretację. W 3 Raporcie Analizy Porównawczej (*3th Benchmarking Report*) określonych było 25 indeksów dotyczących jakości handlowej. W 4 Raporcie Analizy Porównawczej (*4th Benchmarking Report*) doszło dalsze 24 indeksów wprowadzonych przez niektóre kraje. Wiele z tych indeksów występuje w pojedynczych krajach, więc ich porównywanie nie daje miarodajnych wyników. Do roku 2007 indeksy były badane dla firm zintegrowanych pionowo. Po rozdzieleniu przedsiębiorstw obrotu i operatorów indeksy należy interpretować z punktu widzenia operatora, mimo, że odbiorca nie ma pełnej świadomości tego rozdziału.

W większości krajów OSD prowadzi swoją działalność w warunkach naturalnego monopolu regulowanego przez regulatora. Oprócz działalności handlowej (sprzedaż usług dystrybucyjnych) OSD wykonuje szereg zadań technicznych (utrzymanie sieci, usuwanie awarii itp.), które również mają wpływ na jakość handlową obsługi odbiorców.

### **3.1.3 Budowa standardów jakości handlowej w krajach europejskich**

W krajach europejskich stosuje się głównie dwa typy standardów jakości handlowej:

1. Standardy gwarantowane (Guaranteed Standards - GSs) – wybrane atrybuty jakości handlowej są monitorowane w sposób ciągły i muszą być zawsze spełnione. Nie



spełnienie tych wymogów skutkuje koniecznością spełnienia zadość uczynienia w formie upustów lub bonifikat.

2. Standardy ogólne (Overall Standards - OSs)- wybrane atrybuty jakości handlowej monitorowane są wyrywkowo i uważa się za spełnione, gdy są spełnione w przeważającym wymiarze czasu (np. 90% odpowiedzi na zapytania pisemne w czasie poniżej 15 dni itp.), lub dotyczące populacji (np. 90% odbiorców przyłączonych do sieci w czasie krótszym niż 30 dni od złożenia wniosku itp.)
3. Standardy o innych wymaganiach (Other Available Requirements - OARs) - innym sposobem budowy standardów jest określenie przez regulatorów (URE, MG itp.) zakresu wymagań jakości handlowej (np. wznowienie dostawy bezzwłocznie po ustaniu przyczyny wstrzymania).

W różnych krajach mogą być budowane standardy w sposób mieszany. Jedne atrybuty mogą mieć status standardów gwarantowanych, inne standardów ogólnych a także standardy o innych wymaganiach. W każdym z tych standardów regulator może mieć wpływ na ich wielkość i możliwość nakładania sankcji za ich niedotrzymanie. Rodzaje stosowanych standardów pokazuje tabela 3.1-1.

Tabela 3.1-1 Rodzaje standardów stosowanych w krajach UE

Kraj	Standardy gwarantowane	Standardy ogólne	Standardy o innych wymaganiach	Razem
Anglia	6		1	7
Austria		10	1	11
Belgia		8	8	14
Cypr	10		3	13
Czechy	11			11
Estonia		4	3	7
Hiszpania	9	2		11
Litwa			12	12
Luksemburg			9	9
Łotwa		1	15	16
Niemcy			1	1
Norwegia			12	12



<b>Polska</b>			<b>8</b>	<b>8</b>
Portugalia	7	4	1	12
Rumunia		12		12
Słowenia	6	2	9	17
Szwecja			4	4
Węgry	16	4		20
Włochy	8	8	8	16
Razem	73	49	91	213

### 3.1.4 Metodyka badania poziomów jakości handlowej

Są dwie metody przyjmowane do badania poziomu jakości handlowej:

1. Badanie wartości średniej wskaźnika (na przykład przeciętnego czasu wydawania warunków przyłączenia),
2. Badanie jaki procent przypadków, dla których określany jest wskaźnik, odbiega od tego wskaźnika np. procent odbiorców, których powiadomiono o planowanym wyłączeniu w terminie krótszym niż 5 dni.

Pierwsza metodyka badania faktycznych poziomów (zwana wartościową) nie zależy od standardów i jest dlatego porównywalna między operatorami. Druga metodyka, zwana procentową może służyć do porównań jedynie łącznie z analizą wartościową standardu. Stosowana jest głównie do oceny tego samego operatora w czasie.

W 4 Raporcie Analizy Porównawczej przedstawiono podstawowe standardy stosowane w krajach europejskich. Zestawienie standardów wraz z ich wartościami przedstawiają tabele nr 3.1-2 do 3.1-5.

Standardy w poszczególnych krajach są bardzo zróżnicowane. Liczone są w dniach kalendarzowych (np. Belgia, Estonia) lub w dniach roboczych (np. Cypr, Włochy, Portugalia, Hiszpania) a także w godzinach. Standardy są zróżnicowane w zależności od grupy klientów (np. w Hiszpanii czas oszacowania kosztów przyłączenia i zawarcia umowy przyłączeniowej, dla przyłączy nie wymagających rozbudowy sieci, dla odbiorców pobierających energię na niskim napięciu o mocy umownej poniżej 15 kW, wynosi 5 dni a dla odbiorców zasilanych z wysokiego napięcia 60 dni. – tabela 3.4.). Również różne standardy określone są dla odbiorców domowych i dla przemysłowych. Przewidziane są również kary za niedotrzymanie standardów, które naliczane są automatycznie (np. Włochy, Portugalia) lub na



wniosek odbiorcy (np. Słowenia, Węgry). W innych krajach standardy i ich dochowanie są publikowane ale nie są stosowane kary pieniężne. Wysokość kar jest zróżnicowana w zależności od kategorii klientów (np. przekroczenie czasu wydania warunków przyłączenia do sieci zagrożone jest karą od 20 € w przypadku odbiorców zasilanych z sieci niskiego napięcia do 20.000 € w przypadku odbiorców zasilanych z sieci wysokiego napięcia). W Norwegii powyższe standardy muszą być określone w umowie z odbiorcą.

### **3.1.5 Grupa standardów dotyczących obsługi odbiorców, zapytań, skarg i reklamacji**

W grupie standardów dotyczących zapytań, skarg i reklamacji (tabela 3.1-2) w Europie bada się i publikuje pięć podstawowych standardów:

1. czas odpowiedzi na zapytanie odbiorcy w formie pisemnej,
2. czas odpowiedzi OSD na pisemne skargi odbiorcy,
3. czas odpowiedzi na zapytanie odbiorcy w sprawach cen i płatności,
4. czas odpowiedzi sprzedawcy usługi kompleksowej na pisemne skargi odbiorcy,
5. punktualność umówionych spotkań z odbiorcą,

Czas odpowiedzi OSD na zapytanie oraz skargi odbiorców, pobierających energię o mocy umownej poniżej 15 kW, złożonej w formie pisemnej waha się od 5 dni roboczych w Hiszpanii do 30 dni na Litwie i w Rumunii. Czas odpowiedzi na zapytanie odbiorcy w sprawach cen i płatności wynosi od 2 dni w Wielkiej Brytanii do 30 dni w Rumunii. Standardem punktualności umówionych spotkań z odbiorcą jest 2,5 do 4 godzin w krajach: Portugalia, Włochy, Słowenia i Węgry, a na Cyprze 2 dni.

W tej grupie standardów polskie standardy nie są publikowane. Ponieważ przepisy w Polsce określają w tej grupie standardy obsługi odbiorców, należy je badać i publikować. Rozporządzenie Systemowe w §42 określa, że przedsiębiorstwo energetyczne w zakresie standardów jakościowych obsługi odbiorców nieodpłatnie udziela informacji w sprawie zasad rozliczeń oraz aktualnych taryf i rozpatruje wnioski lub reklamacje odbiorcy w sprawie rozliczeń i udziela odpowiedzi, nie później niż w terminie 14 dni od dnia złożenia wniosku lub zgłoszenia reklamacji – chyba, że w umowie między stronami określono inny termin.

### **3.1.6 Grupa standardów dotyczących pomiarów energii i rozliczeń**

W grupie standardów dotyczących pomiarów energii i rozliczeń (tabela 3.1-3) w Europie bada się i publikuje cztery podstawowe standardy:



1. czas sprawdzenia układu pomiarowego od zgłoszenia reklamacji,
2. liczba odczytów rocznie dokonywanych przez operatorów,
3. czas przywrócenia dostawy po wyłączeniu za długi,
4. czas od wezwania do zapłaty do wyłączenia odbiorcy za długi liczony w dniach,

Czas sprawdzenia układu pomiarowego od zgłoszenia reklamacji wynosi od 5 dni w Estonii do 20 dni na Litwie. W Polsce standardem jest 7 dni dla zbadania licznika, którego właścicielem jest odbiorca i dostarczonego do stacji badawczej, oraz 14 dni dla licznika, którego właścicielem jest OSD i wymaga zdemontowania przez OSD. Zgodnie z § 43 Rozporządzenia Systemowego przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się przesyłaniem lub dystrybucją energii elektrycznej, na żądanie odbiorcy, dokonuje sprawdzenia prawidłowości działania układu pomiarowo-rozliczeniowego, nie później niż w ciągu 14 dni od dnia zgłoszenia żądania.

Liczba odczytów w roku wynosi od 1 do 12. W Polsce odczyty dokonywane są w cyklu miesięcznym, dwumiesięcznym, czteromiesięcznym, sześciomiesięcznym i rocznym w zależności od polityki odczytowej operatorów. Częstsze odczyty generują wyższą opłatę abonamentową.

Czas od wezwania do zapłaty do wyłączenia odbiorcy za długi wynosi od 7 dni na Cyprze do 90 dni na Węgrzech. W Polsce tym standardem jest 14 dni i reguluje to USTAWA w Art. 6 ust 3a mówiącym, że OSD może wstrzymać dostarczanie energii elektrycznej w przypadku, gdy odbiorca zwleka z zapłatą za pobraną energię elektryczną albo świadczone usługi co najmniej miesiąc po upływie terminu płatności, pomimo uprzedniego powiadomienia na piśmie o zamiarze wypowiedzenia umowy i wyznaczenia dodatkowego, dwutygodniowego terminu do zapłaty zaległych i bieżących należności. Czas przywrócenia dostawy po wyłączeniu za długi wynosi od 1 dnia w większości krajów do 5 dni na Litwie. W Polsce ten standard reguluje USTAWA w art. 6 ust 3b mówiącym, że OSD jest zobowiązane do bezzwłocznego wznowienia dostarczania energii po dokonaniu zapłaty zaległych i bieżących należności.

### **3.1.7 Grupa standardów dotyczących przyłączenia do sieci**

W grupie standardów jakości handlowej obsługi odbiorców, dotyczących przyłączenia do sieci (tabela 3.1-4) w Europie bada się i publikuje cztery podstawowe standardy:

1. czas wydania warunków przyłączenia do sieci,



2. czas oszacowania kosztów przyłączenia i zawarcia umowy przyłączeniowej dla przyłączeń nie wymagających rozbudowy sieci,
3. czas przyłączenia do sieci niskiego napięcia po zawarciu umowy przyłączeniowej,
4. czas od podpisania umowy na dostawę energii do rozpoczęcia dostawy,

Czas wydania warunków przyłączenia do sieci uzależniony jest od segmentu odbiorców i waha się od 8 dni na Węgrzech dla odbiorców domowych do 30 dni w Republice Czeskiej, Estonii, Litwie i Rumunii dla pozostałych odbiorców. W przypadku konieczności dokonania pomiarów i analiz czas wydania warunków przyłączenia wydłuża się od 60 dni. Zawarcie umowy przyłączeniowej może nastąpić od 8 dni na Węgrzech do 90 dni w Wielkiej Brytanii a przyłączenie do sieci po zawarciu umowy może nastąpić po upływie 6 dni na Cyprze do 80 dni w Hiszpanii. Po podpisaniu umowy na dostawę energii rozpoczęcie dostawy może nastąpić w okresie od 2 dni w Portugalii do 14 dni w Austrii.

Polskie standardy w tej grupie nie są publikowane. Standardy obsługi odbiorców w tej grupie należy badać i publikować. Przepisy w Polsce pozwalają na zdefiniowanie i publikowanie tych standardów, zwłaszcza w zakresie wydawania warunków przyłączenia do sieci, które określone są w §9 Rozporządzenia Systemowego: „Przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się przesyłaniem lub dystrybucją energii elektrycznej wydaje warunki przyłączenia w terminie:

1. 14 dni od dnia złożenia kompletnego wniosku przez wnioskodawcę zaliczonego do IV, V lub VI grupy przyłączeniowej, przyłączonego do sieci o napięciu nie wyższym niż 1 kV;
2. 30 dni od dnia złożenia kompletnego wniosku przez wnioskodawcę zaliczonego do III lub VI grupy przyłączeniowej, przyłączanego do sieci o napięciu powyżej 1 kV;
3. 3 miesiące od dnia złożenia kompletnego wniosku przez wnioskodawcę zaliczonego do I lub II grupy przyłączeniowej.”

### **3.1.8 Grupa standardów dotyczących przerw w dostawie energii i jakości napięcia**

W grupie standardów dotyczących przerw w dostawie energii i jakości napięcia (tabela 3.1-5) w Europie bada się i publikuje trzy podstawowe standardy:

1. czas na powiadomienie odbiorcy o planowanej przerwie w dostawie energii,
2. czas od awaryjnego wyłączenia do przywrócenia dostawy,
3. czas odpowiedzi na skargi dotyczące jakości napięcia,

Czas na powiadomienie odbiorcy o planowanej przerwie w dostawie energii kształtuje się od 24 godz. w Hiszpanii i we Włoszech do 20 dni na Cyprze. W Belgii standardy





zróżnicowane są w zależności od napięcia sieci, do której jest przyłączony odbiorca. Dla odbiorców przyłączonych do sieci niskiego napięcia czas powiadomienia o planowanej przerwie wynosi 2 dni a dla odbiorców przyłączonych do sieci średniego napięcia czas powiadomienia o planowanej przerwie wynosi 10 dni. W Hiszpanii czas powiadomienia odbiorców o planowanej przerwie wynosi 24 godziny, lecz dla odbiorców należących do administracji publicznej 72 godziny. Czas przywrócenia zasilania po wyłączeniu awaryjnym wynosi od 2 godzin w Belgii do 24 godzin na Litwie, Łotwie i w Słowenii. Na Litwie, Węgrzech, we Włoszech i w Portugalii czas przywrócenia zasilania uzależniony jest od kategorii odbiorcy i napięcia sieci, do której jest przyłączony. Standardy w Luksemburgu określa sformułowanie „we właściwym czasie”. Czas odpowiedzi na skargi dotyczące jakości napięcia wynosi od 5 dni w Wielkiej Brytanii do 60 dni w Republice Czeskiej. W tej grupie standardów polskie standardy nie są publikowane. Standardy obsługi odbiorców w tej grupie należy badać i publikować. Przepisy w Polsce pozwalają na zdefiniowanie i publikowanie tych standardów. Rozporządzenie Systemowe w §42 określa odpowiednie standardy.

Przedsiębiorstwo energetyczne w zakresie standardów jakościowych obsługi odbiorców: przyjmuje od odbiorców przez całą dobę zgłoszenia i reklamacje dotyczące dostarczania energii elektrycznej z sieci;

1. bezzwłocznie przystępuje do usuwania zakłóceń w dostarczaniu energii elektrycznej, spowodowanych nieprawidłową pracą sieci;
2. udziela odbiorcom, na ich żądanie, informacji o przewidywanym terminie wznowienia dostarczania energii elektrycznej przerwanego z powodu awarii w sieci;
3. powiadamia odbiorców, z co najmniej pięciodniowym wyprzedzeniem, o terminach i czasie planowanych przerw w dostarczaniu energii elektrycznej, w formie:
  - ogłoszeń prasowych, internetowych, komunikatów radiowych lub telewizyjnych lub w inny sposób zwyczajowo przyjęty na danym terenie - odbiorców zasilanych z sieci o napięciu znamionowym nie wyższym niż 1 kV,
  - indywidualnych zawiadomień pisemnych, telefonicznych lub za pomocą innego środka komunikowania się - odbiorców zasilanych z sieci o napięciu znamionowym wyższym niż 1 kV;
4. na wniosek odbiorcy, w miarę możliwości technicznych i organizacyjnych, dokonuje sprawdzenia dotrzymania parametrów jakościowych energii elektrycznej, dostarczanej z sieci.





W §40 ww. rozporządzenia określono czasy dopuszczalnych przerw awaryjnych i planowych dla odbiorców zasilanych z sieci niskiego napięcia:

1. czas jednorazowej przerwy w dostarczaniu energii elektrycznej nie może przekroczyć w przypadku:
  - przerwy planowanej - 16 godzin,
  - przerwy nieplanowanej - 24 godzin;
2. czas przerw w ciągu roku, stanowiący sumę czasów trwania przerw jednorazowych długich i bardzo długich nie może przekroczyć, w przypadku:
  - przerw planowanych - 35 godzin,
  - przerwy nieplanowanej - 48 godzin.

Tabela 3.1-2 Standardy badane w krajach europejskich dotyczące zapytań, skarg i reklamacji

Włochy	20 dni	20 dni	20 dni		3godz.
Wielka Brytania				2 dni	
Węgry	15 dni	15 dni	15 dni	15 dni	4 godz.
Szwecja					
Słowenia	10 dni	10 dni		10 dni	3 godz.
Rumunia	30 dni		30 dni	30 dni	
Portugalia	15 dni	15 dni	15 dni		2,5 godz.
<b>Polska</b>					
Norwegia					
Niemcy					
Łotwa	15 dni	15 dni		5 dni	
Luksemburg					
Litwa	30 dni	30 dni	15 dni	10-20 dni	
Hiszpania	5-15 dni	5-15 dni		5-15 dni	
Estonia			15/30 dni		
Czechy		15/30 dni	15/30 dni		
Cypr	20 dni	20 dni		20 dni	2 dni
Belgia		10 dni			
Austria				14 dni	
<b>Badane standardy jakości handlowej</b>	<b>Czas odpowiedzi na zapytanie odbiorcy w formie pisemnej</b>	<b>Czas odpowiedzi OSD na pisemne skargi odbiorcy</b>	<b>Czas odpowiedzi sprzedawcy usługi kompleksowej na pisemne skargi odbiorcy</b>	<b>Czas odpowiedzi na zapytanie odbiorcy w sprawach cen i płatności</b>	<b>Punktualność umówionych spotkań z odbiorcą</b>

Tabela 3.1-3. Standardy badane w krajach europejskich dotyczące pomiarów energii i rozliczeń

Badane standardy jakości handlowej	Czas sprawdzenia układu pomiarowego od zgłoszenia reklamacji	Liczba odczytów rocznie dokonywanych przez operatorów	Czas od wezwania do zapłaty do wyłączenia odbiorcy za długi w dniach	Czas przywrócenia dostawy po wyłączeniu za długi
Włochy	10 dni	1		1
Wielka Brytania				
Węgry	15 dni	1	90	1
Szwecja		1	21	
Słowenia	10 dni	1	8	3
Rumunia			55	2
Portugalia				1
<b>Polska</b>	7/14 dni	1-12	14	
Norwegia		3-12	28	
Niemcy				
Łotwa			20	3
Luksemburg			45	3
Litwa	13-20 dni		10-15	2-5
Hiszpania		6	60	2
Estonia	5 dni			
Czechy				2
Cypr		12/6	7	1
Belgia				
Austria		1	14	1

Tabela 3.1-4. Standardy badane w krajach europejskich dotyczące przyłączenia do sieci.

	Włochy		20 dni	15 dni	5 dni
	Wielka Brytania		90 dni		
	Węgry	8 dni	8 dni		8 dni
	Szwecja				
	Słowenia	10 dni	10 dni	8 dni	8 dni
	Rumunia	30 dni			
	Portugalia		20 dni	20 dni	2 dni
	<b>Polska</b>				
	Norwegia				
	Niemcy				
	Łotwa	15 dni			10 dni
	Luksemburg	10 dni		30 dni	
	Litwa	30 dni		15 dni	
	Hiszpania	15 dni	5-60 dni	6-80 dni	5 dni
	Estonia	30 dni	30 dni		
	Czechy	30 dni			
	Cypr	20 dni	30 dni	6 dni	
	Belgia	10 dni	10 dni	15-30 dni	3dni
	Austria	14 dni	14 dni	14 dni	14 dni
<b>Badane standardy jakości handlowej</b>					
	Czas wydania warunków przyłączenia do sieci				
	Czas oszacowania kosztów przyłączenia i zawarcia umowy przyłączeniowej dla przyłączeń nie wymagających rozbudowy sieci				
	Czas przyłączenia do sieci niskiego napięcia po zawarciu umowy przyłączeniowej				
	Czas od podpisania umowy na dostawę energii do rozpoczęcia dostawy				

Tabela 3.1-5. Standardy badane w krajach europejskich dotyczące przerw w dostawie energii i jakości napięcia.

Badane standardy jakości handlowej	Czas na powiadomienie odbiorcy o planowanej przerwie w dostawie energii	Czas od awaryjnego wyłączenia do przywrócenia dostawy	Czas odpowiedzi na skargi dotyczące jakości napięcia
Włochy	24 godz.	3-4 godz.	10 dni
Wielka Brytania	2 dni	3-4 godz.	5-7 dni
Węgry	15 dni	4-12 godz.	30 dni
Szwecja			
Słowenia	48 godz.	24 godz.	8 dni
Rumunia			30 dni
Portugalia		3-5 godz.	15 dni
<b>Polska</b>			
Norwegia			
Niemcy			
Łotwa	5 dni	24 godz.	15 dni
Luksemburg			
Litwa	10 dni	2,5-24 godz.	10-20 dni
Hiszpania	24/72 godz.		
Estonia	2 dni		
Czechy		6 godz..	60 dni
Cypr	20 dni	4 godz.	20 dni
Belgia	10 - 2 dni	2 godz.	
Austria	2 dni		



### 3.2 Ciągłość dostaw

Podstawowym zadaniem systemu elektroenergetycznego jest ciągła i niezawodna dostawa energii elektrycznej o wymaganych przez odbiorcę parametrach przy akceptowalnych kosztach jej zapewnienia.

W rzeczywistości energia elektryczna nie jest dostępna zawsze a jej parametry wykazują niekiedy znaczne odchylenia od oczekiwanych wartości nominalnych. Ciągłość dostaw energii dotyczy podstawowej i najważniejszej cechy energii elektrycznej oczekiwanej przez odbiorców. Stan w którym energia nie jest dostępna nazywany jest “przerwą w dostawie ” lub krótko “przerwą”. Im przerwy są krótsze i jest ich mniej tym lepsza jest ciągłość dostaw z punktu widzenia odbiorcy energii. Kompromis pomiędzy zapewnieniem ciągłości i pewności dostaw energii a jej kosztami jest przedmiotem ciągłej dyskusji. Zapewnienie optymalnej „ciągłości dostaw” z punktu widzenia kosztów i aprobaty klienta może być różne i zależne od obszaru oraz charakteru odbiorcy (odbiorca komunalny lub przemysłowy; obszar miejski lub wiejski). Można oczekiwać, że będzie następowało różnicowanie optymalnej ciągłości dostaw energii w zależności od charakteru, wyposażenia, wymagań i oczekiwań odbiorcy jako elementu uzasadnionych kosztów ciągłości dostaw wpływających na końcową cenę energii dla odbiorcy.

Badania benchmarkingowe ciągłości dostaw energii elektrycznej przeprowadzone w krajach UE zostały opublikowane po raz pierwszy w 2001 roku. Kolejne raporty z przeprowadzonych badań benchmarkingowych jakości dostaw energii ukazały się w latach 2003 i 2005. Pierwszy raport zawierał dane ciągłości dostaw energii pochodzące tylko z 6 krajów podczas gdy trzeci obejmował już dane pochodzące z 20 krajów europejskich. Pierwszy raport pokazał znaczne różnice w podejściu do zagadnień ciągłości zasilania pomiędzy różnymi krajami zrzeszonymi w CEER (Council of European Energy Regulators - Rada Europejskich Regulatorów Energii). Mimo, że praktycznie we wszystkich krajach od początku rejestrowano długie przerwy w zasilaniu z podziałem na planowane i nieplanowane to stosowano różne wskaźniki ciągłości zasilania i metody normalizacji tych wskaźników. Kolejne raporty benchmarkingowe wykazały wyraźną potrzebę ujednolicenia zarówno stosowanych wskaźników jak i metod ich normalizacji. W niektórych krajach ujawnił się trend do bardziej szczegółowego rozróżnienia charakterystycznych obszarów i rodzajów sieci, poziomów napięć oraz przyczyn przerw. Mimo postępującej liberalizacji rynków energii nie



zaobserwowano w kolejnych raportach benchmarkingowych tendencji do wzrostu wartości wskaźników ciągłości zasilania.

Fakt, że wielu europejskich operatorów sieci zbiera dane na temat ciągłości dostawy dla własnych potrzeb świadczy o ich przydatności nie tylko dla regulatora rynku. Dane te mogą dostarczać odbiorcom rzetelnej informacji o oczekiwanym poziomie ciągłości dostaw, pokazywać różnice pomiędzy obszarami i typami sieci, przez porównanie danych z wielu lat uwidaczniać trendy i skutki czynionych inwestycji sieciowych ułatwiając tym samym działanie przedsiębiorstwa na coraz bardziej konkurencyjnym rynku.

### **3.2.1 Podstawy opisu ciągłości zasilania**

#### **Przerwa w dostawie energii**

Przerwa w dostawie energii to stan, gdy energia nie jest dostępna dla odbiorcy w miejscu dostarczania energii określonym w umowie. Monitorując ciągłość dostaw i opisując ją za pomocą dedykowanych wskaźników istotne jest by zdefiniować jednoznacznie kiedy przerwa w dostawie występuje.

Monitorowanie ciągłości dostaw energii ujawniło pewne subtelne acz istotne różnice w definiowaniu i klasyfikowaniu przerw dostaw energii. Istotnym jest rozróżnienie pomiędzy dwiema stosowanymi w praktyce definicjami przerw. Mimo, iż skutek w większości wypadków jest dokładnie taki sam, to różnica wynikająca z zastosowania obu definicji jest bardzo istotna.

Pierwsza definicja posługuje się wartością napięcia elektrycznego w punkcie przyłączenia odbiorcy do sieci. Jeżeli wartość napięcia elektrycznego jest zerowa lub bliska zera, to stan taki jest określany mianem przerwy. Zaletą tej definicji jest, że wyraźnie oddaje punkt widzenia klienta-odbiorcy. Praktyczne wdrożenie tej definicji wymaga monitorowania napięcia elektrycznego we wszystkich punktach przyłączenia odbiorców. Zbieranie danych o napięciu w punktach dostawy energii od wszystkich indywidualnych klientów przy zastosowaniu obecnie dostępnych technologii wymaga znacznych nakładów inwestycyjnych i z tego powodu może okazać się nieuzasadnione ekonomicznie i praktycznie.

Druga definicja przerw w dostawie posługuje się pojęciem galwanicznego połączenia między główną częścią systemu elektroenergetycznego i odbiorcą. Jeżeli nie ma żadnego galwanicznego połączenia między odbiorcą i główną częścią sieci, to stan taki określany jest mianem przerwy. Początek i koniec przerwy wiąże się w tym wypadku z otwarciem i



zamknięciem elementów łączących punkt dostawy energii z pozostałą, główną częścią systemu elektroenergetycznego. Ta definicja bezpośrednio nie odpowiada odczuciom odbiorcy ale jej zastosowanie w celu gromadzenia informacji o ciągłości dostaw jest dużo łatwiejsze dla operatora sieci. W większości praktycznych przypadków obie definicje są równoważne.

Nawet gdy dla określania przerw stosowana jest definicja "napięciowa" dane o ciągłości dostaw zbierane są w oparciu o działanie łączników sieciowych. Otwarcie łącznika wywołującego przerwę często następuje automatycznie i nie zawsze jest rejestrowane szczególnie na poziomie niskiego napięcia. Często też ręczne zamknięcie takiego łącznika jest podstawą statystyki ciągłości dostaw energii. Dlatego też, początek przerwy w wielu przypadkach może być tylko oszacowany. W przypadku przerw wywołanych zdarzeniami w sieci niskiego napięcia wielu operatorów sieci nadal bazuje na informacjach klientów zgłaszających przerwę. Dla wyższych poziomów napięć do rejestracji początków i końców przerw najczęściej wykorzystywane są systemy zbierania danych i wspomagania dyspozytorskiego SCADA.

### **Wskaźniki ciągłości zasilania**

Dla ilościowego opisu ciągłości dostarczania energii dla potrzeb benchmarkingu koniecznym jest wprowadzenie i ujednolicenie pewnych miar i wielkości opisujących ten proces. Takimi wielkościami są wskaźniki ciągłości lub niezawodności zasilania określające ilościowo poziom ciągłość dostawy energii. Dla celów porównawczych jak również interpretacji wyników ważne jest by wskaźniki były zdefiniowane w sposób precyzyjny i jednoznaczny.

Podstawą wyznaczania wskaźników ciągłości jest zbiór informacji o pojedynczych przerwach. Każdą przerwę w dostawie można opisać za pomocą czasu jej trwania i wielkości przerwy. Czas trwania jest wyrażony w sekundach, minutach lub godzinach natomiast różne są metody określania wielkości przerwy. Wielkość przerwy można określać za pomocą liczby odbiorców doświadczających przerwy wskutek rozważanego zdarzenia ale też jako wartość mocy wyłączonej lub ilość energii niedostarczonej w wyniku zdarzenia. Obie metody określania wielkości przerw są stosowane praktycznie ale często precyzyjne wyznaczenie liczby klientów (odbiorców) dotkniętych przerwą bywa w praktyce trudne.





Na podstawie informacji o wszystkich indywidualnych przerwach, które miały miejsce w systemie w okresie monitorowania obliczane są wskaźniki systemowe ciągłości dostaw. Większość stosowanych praktycznie wskaźników dostarcza informacji o przeciętnej liczbie przerw przypadających na odbiorcę, lub średnim czasie trwania przerwy przypadającym na odbiorcę w systemie. Wadą wskaźników systemowych jest to, że dostarczają informacji dla przeciętnego klienta, nie zaś dla konkretnego indywidualnego odbiorcy. Indywidualny klient w zasadzie jest zainteresowany przerwami w punkcie jego przyłączenia. Odpowiednie wskaźniki dla indywidualnych odbiorców pokazują liczbę przerw doświadczanych przez odbiorcę w badanym okresie i czas przez jaki energia nie była dostępna dla konkretnego indywidualnego odbiorcy.

Wskaźniki dotyczące indywidualnego odbiorcy dotyczą jednego konkretnego miejsca dostawy energii i z tego powodu są mało reprezentatywne dla pozostałych klientów systemu. Dlatego też zwykle publikowane są tylko średnie wskaźniki ciągłości dostaw dla systemu. Niekiedy stosowane są wskaźniki dostarczające innych informacji niż tylko przeciętna liczba przerw lub czas ich trwania przypadający na przeciętnego klienta. W celu uwypuklenia występujących różnic, niektórzy operatorzy określają wskaźniki ciągłości zasilania dla różnych poziomów napięcia sieci, obszarów geograficznych o jednakowych cechach np. wiejskich lub miejskich lub części systemu elektroenergetycznego o zbliżonych innych własnościach.

### **Planowane i nieplanowane przerwy**

Większość przerw w sieci jest nieprzewidywalna i niezależna od woli operatora. Takie przerwy nazywane są “wymuszonymi przerwami” lub “nieplanowanymi przerwami”.

W niektórych wypadkach przerwa w dostawie jest wywołana celowo przez operatora. Sytuacje takie mają miejsce przy prowadzeniu prac sieciowych, dołączaniu nowych fragmentów sieci lub odbiorców. Przerwy o których wiadomo wcześniej że wystąpią i można o nich uprzedzić odbiorców którzy odczują ich skutki nazywane są “przerwami planowanymi”.

Większość regulatorów ustanawia zasady informowania odbiorców o przerwach planowanych i są one wtedy traktowane inaczej, również we wskaźnikach ciągłości dostaw. Jeżeli jakaś przerwa nie została zakwalifikowana jako przerwa planowana automatycznie jest kwalifikowana jako nieplanowana.



### **Długie, krótkie i bardzo krótkie ( mikroprzerwy) przerwy w zasilaniu**

Najczęściej stosowane jest czasowe kryterium różnicowania przerw. W większości krajów europejskich “krótka przerwa” to przerwa o czasie trwania do 3 minut lub mniej. Długa przerwa jest przerwą, która trwa więcej niż trzy minuty. Te definicje są zgodnie z europejskim standardem EN 50160 i mimo iż ten dokument odnosi się tylko do sieci dystrybucyjnych o napięciu do 35 kV, to stosowane tam określenia dotyczące ciągłości dostaw używane są również w odniesieniu do sieci wyższych napięć.

Rejestracja przerw o stosunkowo krótkim czasie trwania, spowodowanych na przykład działaniem automatyki SPZ lub SZR wymaga rozbudowanych systemów automatycznej rejestracji napięć w punkcie przyłączenia klienta lub automatycznej rejestracji przełączeń w sieci. Tradycyjnie, wielu operatorów notowało tylko przerwy długie, które wymagały ręcznego przełączania w celu wznowienia dostaw do odbiorcy a przerwy likwidowane przez automatykę nie były rejestrowane w większości wypadków lub były rejestrowane tylko przez system zbierania danych i nie były włączane do danych statystycznych ciągłości zasilania. Czas trwania przerwy likwidowanej przez automatykę jest dużo krótszy niż przerwy łączonej ręcznie i zwykle są to “przerwy krótkie”.

Zwykle negatywne skutki wystąpienia krótkiej przerwy dla odbiorcy są wielokrotnie mniejsze niż przerwy długiej o czasie trwania wielu minut czy nawet godzin. Dlatego też celem rozwoju automatyk restytucyjnych SPZ i SZR jest między innymi zapobieganie występowaniu długich przerw w dostawie energii do odbiorców.

Skutek przerwy istotnie zależy nie tylko od czasu jej trwania ale też od typu odbiorcy, komunalnego, handlowego czy przemysłowego i chwili jej wystąpienia. Wraz z rosnącą automatyzacją i komputeryzacją praktycznie wszystkich dziedzin życia dla coraz większej liczby odbiorców szczególnie przemysłowych nawet jedna drobna przerwa wywołuje podobne skutki jak przerwa długa. Dlatego coraz częściej potrzebna jest informacja o spodziewanej liczbie i czasie trwania przerw krótkich i bardzo krótkich (o czasie trwania nawet poniżej 1 sekundy).

Skutek spowodowany bardzo krótkimi, przejściowymi przerwami o czasie trwania pojedynczych sekund jest zwykle mniej dokuczliwy dla odbiorcy, ale w przypadku dużych napędów, gdy nie zachowano odpowiedniej koordynacji między zabezpieczeniami napędu, a działaniem automatyki restytucyjnej może powodować uszkodzenie kosztownego wyposażenia.



## **Zdarzenia wyjątkowe**

Jeśli przerwy wywołane są zdarzeniami wyjątkowymi w wielu krajach nie są brane pod uwagę albo rozważane są oddzielnie. W różnych krajach, różne zdarzenia traktowane są jako wyjątkowe ale ogólną podstawą kwalifikowania zdarzenia jako wyjątkowe jest założenie, iż nie uzasadnionym albo wręcz niemożliwym jest zbudowanie takiego systemu elektroenergetycznego który odporny byłby na wszelkie możliwe zdarzenia wywołane ekstremalnymi warunkami meteorologicznymi, zewnętrznymi czy nieodpowiednimi zachowaniami ludzi.

Do zdarzeń wyjątkowych można zaliczyć burze śnieżne w południowej Grecji ale nie w Szwecji czy Polsce. Wyładowania atmosferyczne nie powinny być zaliczane do zdarzeń wyjątkowych w Europie.

Innego rodzaju zdarzeniami wyjątkowymi będącymi poza kontrolą operatora sieci mogą być akty wandalizmu wywołane np. niepokojami społecznymi, lub sytuacja ekonomiczna skutkująca grupowymi zwolnieniami pracowników obsługi sieci. Zdarzenia takie w połączeniu z niesprzyjającymi warunkami atmosferycznymi mogą skutkować znacznym wydłużeniem poawaryjnego czasu przywracania dostaw energii

### **3.2.2 Europejskie doświadczenia benchmarkingowe ciągłości dostaw energii elektrycznej**

#### **Monitorowanie ciągłości dostaw**

Ciągłość dostaw energii jest monitorowana we wszystkich 24 krajach biorących udział w ostatnim, IV badaniu benchmarkingowym. Rodzaj rejestrowanych przerw i poziom szczegółowości ich opisu różnią się znacząco w poszczególnych krajach. Krótkie przerwy są rejestrowane w 12 z 24 krajów; 3 kraje rejestrują przerwy bardzo krótkie, ale tylko 2 kraje (Węgry i Włochy) obliczają wskaźniki dla tych przerw. Pomiedzy krajami występują też niewielkie różnice w definiowaniu czasów przerw. W tabeli 3.2-1 przedstawiono rodzaje przerw monitorowanych w krajach biorących udział w ostatnim badaniu benchmarkingowym opublikowanym w 2008 roku.



Tabela 3.2-1. Typy monitorowanych przerw w krajach biorących udział w IV badaniu benchmarkingowym.

Kraj	Długie przerwy T≥3 min (T>1 min)*	Krótkie przerwy 1sek <T<3min	Bardzo krótkie przerwy ( mikroprzerwy) T<1 sec	Nieplanowane przerwy	Planowane przerwy
Austria	X			X	X
Belgia	X			X	X
(region Bruksela)					
Belgia (obszar federalny)	X	X		X	
Belgium (region Flamandia)	X	X		X	X
Belgia (region Walonia)	X			X	X
Czechy	X			X	X
Estonia	X			X	X
Finlandia	X	X		X	X
Francja	X	X	X <sup>(2)</sup>	X	X
Niemcy	X			X	X
Węgry	X	X	X	X	X
Włochy	X	X	X	X	X
Litwa	X	X		X	X
Luxemburg	X			X	X
Holandia	X*			X	X <sup>(3)</sup>
Norwegia	X	X		X	X
Polska	X	X		X	X
Portugalia	X	X <sup>(1)</sup>		X	X
Rumunia	X			X	X
Słowenia	X			X	X
Hiszpania	X	X		X	X
Szwecja	X			X	X
Wielka Brytania	X	X		X	X

(1) W Portugalii, wszystkie przerwy (w tym krótkie), są monitorowane w poziomie sieci przesyłowej ale zgodnie z instrukcją ruchu tylko długie przerwy są raportowane.

(2). We Francji, Operator Sieci Przesyłowej (TSO) monitoruje bardzo krótkie przerwy, ale nie oblicza wskaźników dla nich wskaźników.

(3) W Holandii monitorowanie planowanych przerw jest od 2006.

## Monitorowane poziomy napięcie

Nie wszystkie kraje monitorują ciągłość dostaw na wszystkich poziomach napięć. W tabeli 3.2-2 pokazano poziomy napięcie dla których monitorowane są przerwy w dostawie energii w poszczególnych krajach. Zdarzenia na poziomie średniego napięcia są monitorowane praktycznie we wszystkich krajach. Zdarzenia na poziomie wysokiego napięcia (HV) monitorowane są we wszystkich krajach z wyjątkiem regionu Walonii w Belgii oraz Słowenii. Zdarzenia w sieci niskiego napięcia monitorowane są w 13 z 22 krajów a sieci przesyłowej w 12 z 22 krajów. Zdarzenia na wszystkich poziomach napięcia monitorowane są w 8 krajach.



Brak monitorowania przerw na poziomie niskiego napięcia (LV) prowadzi do znacznego niedoszacowania liczby i czasu trwania przerw dla dużej liczby odbiorców przyłączonych na tym poziomie napięcia, zwłaszcza w obszarach miejskich o dużej gęstości odbiorców. Pomimo tego, iż pojedyncze zdarzenia w sieci niskiego napięcia obejmują znacznie mniejszą liczbę odbiorców niż analogiczne zdarzenia w sieciach wyższych napięć (SN lub WN) to często trwają dłużej niż w sieciach wyższych napięć. Udział zdarzeń w sieci niskiego napięcia w latach 2003-2006 na Węgrzech wynosił 19% dla wskaźnika SAIFI i 30% dla wskaźnika SAIDI i odpowiednio 7% SAIFI i 22% SAIDI w latach 1999-2007 we Włoszech.

Tabela 3.2-2. Poziomy napięcie monitorowanych w różnych krajach dla potrzeb określania ciągłości dostaw energii

Kraj	Poziom napięcia sieci			
	LV (niskie napięcie)	MV (średnie napięcie)	HV (wysokie napięcie)	Sieć przesyłowa
Austria		X	X	
Belgia (region Bruksela)		X	X	
Belgia (obszar federalny)				
Belgium (region Flandria)		X		
Belgia (region Walonia)			X	X
Czechy	X	X	X	
Estonia	X	X	X	
Finlandia	X <sup>(1)</sup>	X	X	X
Francja	X	X	X	X
Niemcy	X	X	X	X
Węgry	X	X	X	X
Włochy	X	X	X	X
Litwa	X	X	X	X
Luxemburg		X	X	
Holandia	X	X	X	X
Norwegia		X	X	X
Polska	X	X	X	X
Portugalia	X	X	X	X
Rumunia	X	X	X	X
Słowenia		X		
Hiszpania	X	X	X	
Szwecja	X	X	X	X
Wielka Brytania	X	X	X	

(1) W Finlandii, w sieci niskiego napięcia (LV) tylko liczba przerw jest monitorowana

(2) W Norwegii, wszystkie przerwy wywołane zdarzeniami w sieciach o napięciu powyżej 1 kV są rejestrowane i ujęte w statystyce. Wskaźniki zawierają również skutki dla użytkowników końcowych podłączonych do sieci niskiego napięcia (LV) oraz informacje o poziomie napięcia sieci na którym zdarzenie je wywołujące miało miejsce.

(3) W Wielkiej Brytanii nieplanowane wydarzenia są monitorowane do napięcia 132 kV; planowane wydarzenia do 66 kV.

Regulator rynku energii monitoruje następujące wydarzenia:

- ✓ Wydarzenia w jednym z systemów przesyłowych Operatorów Systemu Przesyłowego (TSO's);
- ✓ Wydarzenia w systemach generacji w sieci dystrybucyjnej
- ✓ Wydarzenia w innych współpracujących systemach - które mogą być zidentyfikowane.



### Poziom szczegółowości obliczanych wskaźników

Wskaźniki ciągłości dostaw energii mogą być wyznaczone dla całego kraju, regionu, dla operatora sieci, obwodu zasilającego czy indywidualnego odbiorcy. Występują znaczne różnice w wyznaczaniu wskaźników w poszczególnych krajach. Tylko w kilku krajach, wskaźniki są obliczane dla regionu, obszaru administracyjnego, obwodu zasilającego i indywidualnego odbiorcy. W 18 z 22 ankietowanych krajów wskaźniki ciągłości dostaw są różnicowane według poziomów napięcia, chociaż występują znaczne różnice w definiowaniu poziomów napięć. Informacja o przyczynie zdarzenia jest rejestrowana w 11 krajach. W sześciu krajach różnicuje się wskaźniki dla obszarów miejskich i wiejskich, a w czterech ze względu na rodzaj sieci (kablów/napowietrzne). W kilku krajach dodatkowo dostępne są wskaźniki ciągłości zasilania dla dużych aglomeracji miejskich (Belgia, Finlandia, Niemcy, Włochy, Luksemburg, Norwegia i Szwecja).

W tabeli 3.2-3 przedstawiono zróżnicowanie danych ciągłości dostaw energii dostępnych w różnych krajach.

Tabela 3.2-3 Dostępność zróżnicowanych danych ciągłości dostaw energii.

Kraj	Dostępność danych o ciągłości dostaw energii na poziomie:								
	całego kraju	operatora sieci	regionu/obszar	obwodu zasilającego	odbiorcy	poziomu napięcia	przyczyny	charakteru obszaru (miejski/wiejski)	rodzaju sieci (kablów/napowietrzne)
Austria	X	X				X	X		
Belgia (region Bruksela)			X			X	X		
Belgia (obszar federalny)	X		X			X	X		
Belgia (region Flandria)		X				X	X		
Belgia (region Walonia)		X					X		X
Czechy	X	X	X		X	X			
Estonia	X					X			
Finlandia	X	X		X		X			
Francja	X	X	X		X	X	X		
Niemcy	X					X	X		
Węgry	X	X				X			
Włochy	X	X	X	X	X	X	X	X	X
Litwa	X	X				X	X	X	
Luksemburg	X					X			
Holandia	X	X				X	X		
Norwegia	X	X	X		X	X	X		X
Polska	X	X							
Portugalia	X	X	X		X	X		X	
Rumunia	X	X				X		X	



Kraj	Dostępność danych o ciągłości dostaw energii na poziomie:								
	całego kraju	operatora sieci	regionu/obszar	obwodu zasilającego	odbiorcy	poziomu napięcia	przyczyny	charakteru obszaru (miejski/wiejski)	rodzaju sieci (kablów /napowietrzne)
Słowenia	X	X		X				X	
Hiszpania	X	X	X			X		X	
Szwecja	X	X							
Wielka Brytania	X	X		X		X	X	X	X
✓ W różnych krajach występują bardzo odmienne sposoby definiowania charakterystycznych obszarów sieci , poziomów napięć i agregacji zdarzeń									

### Wskaźniki ciągłości dostaw energii dla sieci przesyłowej

Ze względu na odmienny charakter i konfigurację sieci przesyłowej do opisu ilościowego ciągłości dostaw energii w tej sieci stosowane inne wskaźniki są niż w sieci dystrybucyjnej. Najczęściej stosowane wskaźniki charakteryzujące ciągłość dostaw energii w sieci przesyłowej to:

**AIT**– Average Interruption Time (średni czas przerwy) – jest miarą czasu (w minutach na rok) w którym energia nie jest dostarczana i określony formułą:

$$AIT = \frac{60 \times \sum_i ENS_i}{P_T} \quad \text{gdzie:}$$

$P_T$  – średnia moc dostarczana za pośrednictwem systemu w MW;

$ENS_i$  – energia niedostarczona z powodu przerwy w *i*-tym zdarzeniu w MWh (zwykle z wyłączeniem strat sieciowych) .

**AIF** – Average Interruption Frequency (średnia częstość przerw) – jest miarą przeciętnej liczby przerw w dostawie energii wyrażona ilością przerw na odbiorcę systemu w roku według formuły:

$$AIF = \frac{\sum_i P_i}{P_T} \quad \text{gdzie:}$$

$P_i$  – moc wyłączona w wyniku *i*-tego zdarzenia w systemie,

$P_T$  – średnia moc całego systemu w MW.



**AID** – Average Interruption Duration – jest miarą średniego czasu trwania przerwy wyrażoną w minutach na przerwę według formuły:

$$AID = \frac{60 \times \sum_i ENS_i}{\sum_i P_i} \text{ gdzie:}$$

$P_i$  – moc wyłączona w wyniku  $i$ -tego zdarzenia w systemie,

$ENS_i$  – energia niedostarczona w  $i$ -tym zdarzeniu z powodu przerwy w MWh.

**SARI** – System Average Restoration Index – stosowany w Portugalii dla określania średniego czasu trwania przerwy w systemie przesyłowym według formuły:

$$SARI = \frac{\sum_i D_i}{NI} \text{ gdzie:}$$

$D_i$  – czas przywrócenia zasilania po wystąpieniu każdej  $i$ -tej przerwy,

$NI$  – całkowita liczba przerw w punktach dostarczania energii systemu przesyłowego.

### Wskaźniki ciągłości dostaw energii dla sieci dystrybucyjnej

Powszechnie uważa się, że przerwy w sieci dystrybucyjnej są najczęstszą przyczyną przerw w dostawie energii do odbiorców. Dlatego też, niemal we wszystkich krajach najwcześniej wprowadzono wskaźniki opisujące ciągłość zasilania w sieci dystrybucyjnej.

Najczęściej stosowane wskaźniki to:

**SAIDI** – System Average Interruption Duration Index (systemowy wskaźnik średniego czasu trwania przerw wyrażony w minutach na odbiorcę w roku). Podaje przeciętny czas w roku gdy energia nie jest dostarczana do odbiorcy i jest obliczany według formuły:

$$SAIDI = \frac{\sum_i N_i \times D_i}{N_T} \text{ gdzie:}$$

$D_i$  – czas przywrócenia zasilania po wystąpieniu zdarzenia osobno dla każdej grupy odbiorców, poziomu napięcia lub części obszaru którym przywrócono zasilanie przy etapowym przywracaniu zasilania,





$N_i$  – liczba odbiorców dotkniętych przerwą o jednakowym czasie trwania w wyniku zdarzenia,

$N_T$  – liczba odbiorców systemu ( lub jego fragmentu), których wskaźnik dotyczy.

Sumowanie obejmuje wszystkie lub wybrane poziomy napięcie, grupy odbiorców lub obszary sieci (czas powrotu zasilania w wyniku tego samego zdarzenia może być różny dla różnych grup odbiorców, sumowanie musi odbywać się według grup odbiorców doświadczających przerwy o takim samym czasie trwania).

**SAIFI** – System Average Interruption Frequency Index (systemowy wskaźnik przeciętnej częstości występowania przerw w roku, wyrażony liczbą przerw na odbiorcę systemu rocznie). Podaje przeciętną liczbę przerw w dostawie energii odczuwaną przez odbiorcę systemu w roku i jest obliczany według formuły:

$$SAIFI = \frac{\sum_i N_i}{N_T} \quad \text{gdzie :}$$

$N_i$  – liczba odbiorców dotkniętych przerwą w wyniku zdarzenia (dla sieci nN może być estymowana za pomocą średniej liczby odbiorców przypadającej na transformator SN/nN),

$N_T$  – ogólna liczba odbiorców systemu lub jego fragmentu, których wskaźnik dotyczy.

**CAIDI** – Customer Average Interruption Duration Index (wskaźnik przeciętnego czasu trwania przerwy wyrażony w minutach na przerwę). Wskaźnik CAIDI może być wyznaczony jako iloraz wskaźników SAIDI i SAIFI. Podaje przeciętny czas trwania przerwy i jest wyrażony formułą:

$$CAIDI = \frac{\sum_i N_i \times D_i}{\sum_i N_i}$$

Zgodnie z wytycznymi IEEE Std 1366, wskaźniki ciągłości zasilania najczęściej są normalizowane względem liczby klientów, odbiorców systemu. W praktyce stosowane są jednak różne metody normalizacji oparte o rzeczywistą liczbę odbiorców, liczbę punktów



dostarczania energii, liczbę transformatorów dystrybucyjnych, moc, energię zainstalowaną lub zapotrzebowaną. Dla odróżnienia metod normalizacji wskaźników często stosuje się dla wskaźników opisujących analogiczne zdarzenia odmienne nazwy, indeksy literowe.

Wskaźniki ciągłości zasilania przerw długich stosowane w sieciach dystrybucyjnych różnych krajów przedstawiono w tabeli 3.2-4. Wskaźniki SAIDI i SAIFI są najczęściej stosowane w krajach gdzie wskaźniki ciągłości zasilania wyznaczane są w oparciu o liczbę odbiorców. Dlatego też można uznać, że są to podstawowe wskaźniki badań benchmarkingowych.

Mimo dostrzegalnej potrzeby ujednolicania wskaźników dla celów porównawczych stosowane są też inne wskaźniki różniące się nieco sposobem wyznaczania i normalizacji bądź zakresem zastosowania takie jak:

**CI** (Customer Interruptions) – przerwa odbiorcy. Wskaźnik stosowany w Wielkiej Brytanii zamiast SAIFI i wyraża przeciętną liczbę przerw w roku przypadającą na 100 odbiorców.

**CML** (Customer Minutes Lost) – czas przerw odbiorcy. Wskaźnik stosowany w Wielkiej Brytanii jako synonim SAIDI.

**ASIDI** (Average System Interruption Duration Index) – przeciętny systemowy wskaźnik czasu trwania przerw. Podaje średni czas trwania przerwy w minutach w roku i jest normalizowany względem mocy według formuły :

$$ASIDI = \frac{\sum_i L_i \times D_i}{L_T} \quad \text{gdzie:}$$

$D_i$  – czas przywrócenia zasilania po wystąpieniu zdarzenia osobno dla każdej grupy odbiorców, poziomu napięcia lub części obszaru którym przywrócono zasilanie przy etapowym przywracaniu zasilania;

$L_i$  – szacowana, rzeczywista lub umowna moc wyłączona w wyniku zdarzenia,

$L_T$  – sumaryczna szacowana, rzeczywista lub umowna moc w systemie (lub jego fragmencie), którego wskaźnik dotyczy.

Sumowanie mocy może obejmować moc transformatorów dystrybucyjnych, moc umowną odbiorców średniego i wysokiego napięcia, lub moc transformatorów w punktach dostaw energii.



**T-SAIDI** (Transformer SAIDI) – stosowany w Finlandii wskaźnik systemowy czasu trwania przerw, analogiczny jak SAIDI ale normalizowany względem rocznego zużycia energii.

**T-SAIFI** (Transformer SAIFI) – stosowany w Finlandii wskaźnik systemowy częstości przerw, analogiczny jak SAIFI ale normalizowany względem rocznego zużycia energii.

**ASIFI** (Average System Interruption Frequency Index) – wskaźnik przeciętnej częstości przerw w systemie normalizowany względem mocy i obliczany według formuły:

$$ASIFI = \frac{\sum_i L_i}{L_T} \quad \text{gdzie:}$$

$L_i$  – moc wyłączona w wyniku zdarzenia,

$L_T$  – moc nominalna lub zamówiona przyłączona do systemu lub jego fragmentu, którego wskaźnik dotyczy.

**CAIFI** (Customer Average Interruption Frequency Index) – wskaźnik przeciętnej liczby długich przerw w roku na odbiorcę doświadczającego przerwy w roku. Podobny wskaźnik do SAIFI ale normalizowany tylko dla odbiorców doświadczających jednej lub więcej przerw, podaje przeciętną liczbę przerw którą doświadczy odbiorca odczuwający co najmniej jedną przerwę w roku według formuły:

$$CAIFI = \frac{\sum_i N_i}{N_{TI}} \quad \text{gdzie:}$$

$N_i$  – liczba odbiorców dotkniętych przerwą w wyniku *i-tego* zdarzenia,

$N_{TI}$  – liczba odbiorców systemu lub jego fragmentu dotkniętych co najmniej jedną przerwą.

**CTAIDI** (Customer Total Average Interruption Duration Index) – wskaźnik całkowitego czasu przerw odbiorców dotkniętych co najmniej jedną przerwą w roku. Podobnie jak SAIDI wyrażony w minutach na odbiorcę w roku obliczany według formuły:



$$CTAIDI = \frac{\sum_i N_i \times D_i}{N_T} \quad \text{gdzie:}$$

$D_i$  – to czas przywrócenia zasilania po wystąpieniu zdarzenia osobno dla każdej grupy odbiorców, poziomu napięcia lub części obszaru którym przywrócono zasilanie przy etapowym przywracaniu zasilania,

$N_i$  – liczba odbiorców dotkniętych przerwą o jednakowym czasie trwania w wyniku zdarzenia,

$N_T$  – liczba odbiorców systemu (lub jego fragmentu), których wskaźnik dotyczy.

**ENS** (Energy Not Supplied) – energia niedostarczona odbiorcom na skutek przerw w zasilaniu, wyznaczona jako różnica między energią która powinna być dostarczona gdyby przerwy w dostawie nie było a rzeczywiście dostarczoną odbiorcom wyznaczoną według formuły:

$$ENS = \sum_i E_i \quad \text{gdzie}$$

$E_i$  – energia niedostarczona w wyniku i-tego zdarzenia.

**TIEPI** (equivalent interruption time related to the installed capacity) – wskaźnik ekwiwalentnej przerwy normalizowany względem zainstalowanej mocy stosowany w Hiszpanii i Portugalii i określony formułą:

$$TIEPI = \frac{\sum_i S_i \times D_i}{S_T} \quad \text{gdzie:}$$

$D_i$  – czas przywrócenia zasilania po wystąpieniu zdarzenia osobno dla każdej grupy odbiorców, poziomu napięcia lub części obszaru którym przywrócono zasilanie przy etapowym przywracaniu zasilania;

$S_i$  – suma mocy wszystkich wyłączonych w wyniku zdarzenia transformatorów SN/nN (MV/LV) oraz zapotrzebowanej mocy przez wszystkich dotkniętych zdarzeniem odbiorców SN i nN (MV i LV)

$S_T$  – ogólna suma mocy wszystkich transformatorów SN/nN (MV/LV) oraz zapotrzebowanej mocy przez wszystkich odbiorców SN i nN (MV i LV) systemu (lub jego fragmentu), którego wskaźnik dotyczy;



**NIEPI** (equivalent number of interruptions) – wskaźnik ekwiwalentnej liczby przerw normalizowany względem zainstalowanej mocy (stosowany w Hiszpanii i Portugalii), podobny do SAIFI i określony formułą:

$$\text{NIEPI} = \frac{\sum S_i}{S_T} \quad \text{gdzie:}$$

$S_i$  – suma mocy wszystkich wyłączonych w wyniku zdarzenia transformatorów SN/nN (MV/LV) oraz zapotrzebowanej mocy przez wszystkich dotkniętych zdarzeniem odbiorców SN i nN (MV i LV),

$S_T$  – ogólna suma mocy wszystkich transformatorów SN/nN (MV/LV) oraz zapotrzebowanej mocy przez wszystkich odbiorców SN i nN (MV i LV) systemu (jego fragmentu), którego wskaźnik dotyczy.

**END** (Energy Not Distributed) – ekwiwalentny wskaźnik energii niedostarczonej stosowany w Portugalii określony formułą:

$$\text{END} = E_T \times \frac{\text{TIEPI}}{T} \quad \text{gdzie:}$$

$E_T$  – suma energii wprowadzonej do systemu dystrybucyjnego w roku,

$T$  – liczba godzin w roku (8760 lub 8784 w roku przestępnym).

We Włoszech każdy operator od 2008 roku obowiązany jest rejestrować liczbę nieplanowanych przerw długich i krótkich nie spowodowanych siłą wyższą oraz liczbę odbiorców sieci nN i SN doświadczających takiego zdarzenia dla każdego obszarów administracyjnych.

### **Wskaźniki opisu przerw krótkich i bardzo krótkich ( mikroprzerw)**

W niektórych krajach rejestrowane są przerwy krótkie o czasie trwania poniżej 3 minut a tylko w nielicznych bardzo krótkie o czasie trwania poniżej 1 sekundy. Do opisu przerw krótkich najczęściej stosuje się wskaźnik MAIFI (Momentary Average Interruption Frequency Index) wyrażający przeciętną częstość odczuwania przerw krótkich w zasilaniu przez odbiorcę systemu według formuły:

$$\text{MAIFI} = \frac{\sum N_i}{N_T} \quad \text{gdzie :}$$



$N_i$  – liczba odbiorców dotkniętych krótką przerwą w wyniku *i-tego* zdarzenia,

$N_T$  – liczba obsługiwanych odbiorców systemu lub jego fragmentu, którego wskaźnik dotyczy.

Wskaźnik ten jest analogiczny do wskaźnika SAIFI dla przerw długich i te same metody normalizacji mogą być zastosowane do obu wskaźników. Przy wyznaczaniu wskaźnika przerw krótkich ważną rolę odgrywa sposób agregacji czasowej, który znacząco wpływa na wielkość wskaźnika przy uwzględnieniu lub zaniedbaniu wielokrotnych łączy będących skutkiem działania automatyki restytucyjnej.

Wskaźniki określane mianem: **AIF** – Przeciętna Częstość Przerwy, **SI** – Krótkie Przerwy oraz **SAIFI<sub>k</sub>** – SAIFI krótki, są synonimami wskaźnika MAIFI.

**MAIFI<sub>transient</sub>** stosowany we Włoszech wyraża liczbę krótkich, przejściowych przerw i jest tak samo definiowany jak MAIFI i SAIFI ale sumowane są tylko takie zdarzenia które wywołują krótkie przerwy.

Wskaźniki oznaczane jako: **SAIDI<sub>k</sub>** lub “SAIDI krótkich przerw”, **SAIFI<sub>k</sub>** lub “SAIFI krótkich przerw”, **CAIDI<sub>k</sub>** lub “CAIDI krótkich przerw”, **CTAIDI<sub>k</sub>** lub “CTAIDI krótkich przerw” i **CAIFI<sub>k</sub>** lub “CAIFI krótkich przerw” są używane w Norwegii jako ekwiwalentne wskaźniki dla przerw krótkich dla wskaźników SAIDI, SAIFI, CAIDI, CTAIDI i CAIFI. Definicje wskaźników są analogiczne jak dla innych kategorii przerw ale sumowaniu podlegają tylko zdarzenia wywołujące przerwy krótkie.

Podstawową metodą rejestracji przerw krótkich są systemy SCADA, lub lokalne stacyjne rejestratory ale brak jest informacji o sposobie stosowanej agregacji czasowej. W sposobie rejestracji i raportowania przerw krótkich występują znaczne różnice pomiędzy różnymi krajami które skutkują bardzo rozbieżnymi wartościami wskaźników tych przerw. Monitorowane i stosowane wskaźniki krótkich przerw w różnych krajach przedstawiono w tabeli 3.2-4.



Tabela 3.2-4 Monitorowanie i wskaźniki krótkich i przejściowych przerw w różnych krajach.

Kraj	Wskaźnik (oznaczenie)	Czas trwania krótkiej przerwy	Metoda pomiaru
Belgia (region Fladrii)	Liczba skarg (reklamacji)	$T \leq 3 \text{ min}$	-
Belgium (federacja)	AIF( średnia częstość przerw)	$T < 3 \text{ min}$	SCADA
Finlandia	Średnia roczna normalizowana częstość i czas trwania przerw.	$T \leq 3 \text{ min}$	Dane dostępne tylko z systemów automatyki restytucyjnej.
Francja	MAIFI dla krótkich przerw.	$1 \text{ sec} \leq T < 3 \text{ min}$	Lokalne rejestratory podstacji
Węgry	MAIFI, ważony względem liczby odbiorców; oddzielne wskaźniki dla ; krótkich i przejściowych ( bardzo krótkich przerw).	$1 \text{ sec} < T \leq 3 \text{ min}$	SCADA
Włochy	MAIFI, ważony względem liczby odbiorców sieci nN (LV ) dla krótkich przerw MAIFI transient, ważony względem liczby odbiorców sieci SN (MV) dla przejściowych przerw	$1 \text{ sec} < T \leq 3 \text{ min}$	SCADA zintegrowana z systemami zdalnego nadzoru stacji SN/nN (MV/LV )
Litwa	MAIFI, ważony względem liczby odbiorców dla krótkich przerw	$1 \text{ sec} < T < 3 \text{ min}$	SCADA
Norwegia	SAIDI <sub>k</sub> ; SAIFI <sub>k</sub> ; CAIDI <sub>k</sub> ; CTAIDI <sub>k</sub> ; CAIFI <sub>k</sub> jeden wskaźnik obejmuje zarówno krótkie jak i bardzo krótkie przerwy	$T \leq 3 \text{ min}$	SCADA lub układy rejestracji automatyki restytucyjnej.
Polska	MAIFI dla krótkich przerw	$1 \text{ sec} < T \leq 3 \text{ min}$	SCADA, liczniki zadziałań automatyki restytucyjnej
Portugalia		$T \leq 3 \text{ min}$	rejestracja nie jest wymagana
Hiszpania	tylko krótkie przerwy	$T \leq 3 \text{ min}$	
Wielka Brytania	SI (wskaźnik krótkich przerw): liczba krótkich przerw na 100 odbiorców w roku.	$T < 3 \text{ min}$	SCADA lub liczniki zadziałań automatyki restytucyjnej

## Długie przerwy

Wskaźniki opisujące długie przerwy w dostawie energii elektrycznej zostały wprowadzone najwcześniej. W różnych krajach stosowane są odmienne wskaźniki dla ilościowego przedstawienia długich przerw. SAIDI i SAIFI to najbardziej rozpowszechnione wskaźniki w krajach gdzie jako podstawę normalizacji wskaźników przyjęto liczbę odbiorców w systemie. W tabeli 3.2-5 przedstawiono stosowane w różnych krajach wskaźniki opisu długich przerw w zasilaniu w sieci przesyłowej i dystrybucyjnej oraz metody ich pomiaru.

Tabela 3.2-5. Wskaźniki ciągłości zasilania przerw długich w różnych krajach

Kraj	Wskaźnik (oznaczenie)	Metoda „ważenia” normalizacji (np. liczba odbiorców, energii niedostarczonej ENS)	Metody i sposoby zbierania danych pomiarowych
Austria	ASIDI, ASIFI, ENS	Wyłączona moc, ilość energii niedostarczonej.	Operatorzy sieci są odpowiedzialni za zbieranie danych. Regulator rynku kontroluje tylko wiarygodność wyników. W praktyce stosuje wykorzystuje się systemy SCADA
Belgia (region Bruksela)	SAIDI, SAIFI, CAIDI	Sieć SN (MV): liczba transformatorów dystrybucyjnych ze współczynnikiem obciążenia 0,85 dla stacji silnie obciążonych, sieć WN (HV): ilość energii niedostarczonej.	Wszyscy odbiorcy WN wyposażeni liczniki z automatycznym odczytem.
Belgia (federalna)	AIT, AIF, AID	Wyłączona moc	SCADA wykorzystana do określenia czasu trwania przerw i wyłączanych elementów
Belgia (region Flendria)	SAIDI, SAIFI, CAIDI	Sieć SN (MV): liczba transformatorów dystrybucyjnych ze współczynnikiem obciążenia 0,85 dla stacji silnie obciążonych, sieć WN (HV): ilość energii niedostarczonej	Wszyscy odbiorcy WN wyposażeni liczniki z automatycznym odczytem.
Belgium (region Walonia)	SAIDI, SAIFI, CAIDI	Liczba odbiorców	-
Czechy	SAIDI, SAIFI	Liczba odbiorców	-
Estonia	SAIDI, SAIFI, CAIDI	Liczba punktów dostawy energii.	-
Finlandia	SAIDI	Dla sieci nN (LV) tylko ogólna liczba przerw nieplanowanych jest rejestrowana)	-
	T-SAIDI, T-SAIFI	Roczne zużycie energii	
Francja	SAIFI, ENS, AIT	SAIFI: : liczba punktów dostawy energii.  ENS; AIT: wyłączona moc.	Operator Sieci Przesyłowej (TSO): na podstawie rejestracji przez SCADA położenia łączników sieciowych, Operator Sieci Dystrybucyjnej (DNO) w oparciu o system danych o odbiorcach sieci Sn i nN (MV i LV)
Niemcy	SAIDI, SAIFI	LV: Liczba odbiorców MV, HV, EHV: wyłączona moc.	-
Węgry	SAIDI, SAIFI	Liczba odbiorców	Sieć SN i WN (MV i HV) mają być zbierane w oparciu o SCADA , sieć nN( LV) liczba wyłączanych odbiorców estymowana.
Włochy	Sieć dystrybucyjna: SAIDI, SAIFI <sup>(3)</sup>	LV Liczba odbiorców.	Od 2008 roku w sieci nN (LV) rzeczywista liczba odbiorców na podstawie SCADA i systemów licznikowych , wcześniej szacowana na podstawie liczby transformatorów i wyłączanych obwodów
	sieć dystrybucyjna: liczba przerw dla każdego pojedynczego odbiorcy sieci SN (MV)	indywidualny wskaźnik nie normalizowany	
	sieć przesyłowa: ENS, AIT SAIDI, SAIFI	wskaźnik dla dużych odbiorców sieci przesyłowej ( wielkich odbiorców, sieci dystrybucyjne , generatory itd.)	
Litwa	Sieć	Liczba odbiorców	Sieci NN i SN ( HV i MV ) w oparciu o



Kraj	Wskaźnik (oznaczenie)	Metoda „ważenia” normalizacji (np. liczba odbiorców, energii niedostarczonej ENS)	Metody i sposoby zbierania danych pomiarowych
	dystrybucyjna: SAIDI, SAIFI sieć przesyłowa : ENS, AIT	ENS, AIT - wyłączona moc.	SCADA. Sieć nN (LV) liczba wyłączonych odbiorców estymowana.
Luksemburg	SAIDI, SAIFI, ENS	SAIDI, SAIFI: Liczba odbiorców ENS: wyłączona moc.	
Holandia	SAIDI, SAIFI, CAIDI	Liczba odbiorców	
Norwegia	SAIDI, SAIFI, CAIDI, CTAIDI, CAIFI, ENS	SAIDI, SAIFI, CAIDI, CTAIDI, CAIFI są normalizowane na indywidualnego odbiorcę. ENS obliczana dla wszystkich grup odbiorców i na wszystkich poziomach napięć.	W oparciu o dedykowany system (FASIT) przedsiębiorstwa sieciowe zbierają dokładne informacje o przerwach w dostawie energii do odbiorców , wyłączonych elementach sieci , transformatorach dystrybucyjnych , ilości odbiorców zasilanych z sieci o napięciu powyżej 1kV).
Polska	SAIDI, SAIFI	Liczba odbiorców	-
Portugalia	sieć przesyłowa : ENS, AIT, SAIFI, SAIDI, SARFI	SAIFI, SAIDI: liczba punktów dostawy energii. ENS, AIT: wyłączona moc.	Sieci SN, WN, i NN (MV, HV, EHV): w oparciu o SCADA . LV: informacja dostępna dla odbiorców sieci nN (LV) dla przerw 3 fazowych. Dla 1 lub 2 fazowych przerw liczba wyłączonych odbiorców estymowana
	MV: END, TIEPI, SAIDI, SAIFI	SAIDI, SAIFI: liczba odbiorców END, TIEPI: wyłączona moc.	
	LV: SAIDI, SAIFI	Liczba odbiorców	Informacja dostępna dla odbiorców sieci nN (LV) dla przerw 3 fazowych. Dla 1 lub 2 fazowych przerw liczba wyłączonych odbiorców estymowana
Rumunia	Sieć dystrybucyjna: SAIDI, SAIFI, ENS, AIT sieć przesyłowa : ENS, AIT	Liczba odbiorców.	-
Słowenia	SAIDI, SAIFI	Liczba odbiorców	Model i dane SCADA
Hiszpania	TIEPI, NIEPI	Zainstalowana moc transformatorów SN/nN plus zamówiona moc odbiorców SN (MV).	Modele dla wszystkich odbiorców.
Szwecja	Sieć dystrybucyjna: SAIDI, SAIFI sieć przesyłowa : ENS, AIT	Liczba odbiorców	-
Wielka Brytania	CI, CML	Liczba odbiorców	Modele dla wszystkich odbiorców.

## Planowane i nieplanowane przerwy

Zdecydowana większość krajów oddzielnie rejestruje wskaźniki przerw dla przerw planowanych i nieplanowanych. Zgodnie z definicją zawartą w PN-EN 50160 planowana przerwa jest wtedy, gdy odbiorca jest wcześniej poinformowany o jej wystąpieniu. Mimo, iż jest to powszechnie stosowana definicja sposób wcześniejszego powiadomienia odbiorcy



znacznie się różni w poszczególnych krajach. Wymagany czas powiadomienia zmienia się od 24 godzin do 15 dnia poprzedzającego zdarzenie miesiąca aż do braku reguł powiadamiania odbiorców w takich krajach jak Szwecja i Finlandia. W niektórych krajach takich jak Belgia, Czechy, Litwa czy Portugalia nieco odmiennie definiuje się planowe przerwy ale niemal we wszystkich krajach warunkiem uznania przerw za planowane jest wcześniejsze powiadomienie odbiorców.

Tabela 3.2-6 Wymagania dotyczące informowania odbiorców o planowanej przerwie w różnych krajach

Kraj	Wymagany czas powiadomienia odbiorców o planowanej przerwie
Austria	48 godzin
Belgia(region Brukseli)	Odbiorcy sieci WN i SN (HV i MV) -5 dni roboczych z wyjątkiem nagłych wypadków. Odbiorcy sieci nN (LV) - dwa dni z wyjątkiem przerw o czasie trwania poniżej 15 minut.
Belgia (region Flandrii)	Odbiorcy sieci SN i WN (MV i HV)-5 dni roboczych, z wyjątkiem nagłych przypadków. Odbiorcy sieci nN (LV) -2 dni robocze, z wyjątkiem nagłych przypadków.
Belgia (region Walonii)	Zgodnie z zapisami TRDE art. 142 i 143.
Czechy	15 dni
Estonia	Odbiorcy sieci o napięciu do 110kV- 7 dni. Odbiorcy sieci o napięciu powyżej 110kV - do 15 dnia miesiąca poprzedzającego przerwę w formie pisemnej.
Finlandia	Brak wymagań ze strony regulatora rynku .
Francja	Zasady powiadamiania zgodne z zapisami kontraktów zawartych przez operatora sieci przesyłowej. Operator sieci dystrybucyjnej zobowiązany jest uzgodnić datę przerwy planowanej z co najmniej 10 dniowym wyprzedzeniem z wyjątkiem nagłych wypadków.
Niemcy	Brak wymagań ze strony regulatora rynku
Węgry	a) odbiorcy o mocy mniejszej niż 200kVA –15 dni w sposób ogólnie przyjęty. b) odbiorcy o mocy powyżej 200kVA – 30 dni w formie pisemnej jeżeli umowa między stronami nie stanowi inaczej.
Włochy	Od 2008 roku: – 24 godziny w przypadku przerw będących następstwem uszkodzeń, – 2 dni robocze w pozostałych przypadkach
Litwa	10 dni kalendarzowych lub mniej jeżeli jest akceptacja odbiorcy
Luxemburg	Prawo przewiduje możliwie najwcześniejsze powiadamianie odbiorców o planowanej przerwie. Szczegółowa procedura

Kraj	Wymagany czas powiadomienia odbiorców o planowanej przerwie
	powiadamiania może być ustalona przez regulatora po społecznych konsultacjach.
Norwegia	Przedsiębiorstwo sieciowe informuje odbiorców o planowanej przerwie z odpowiednim wyprzedzeniem w ustalonej formie.
Polska	Regulator rynku ustalił zasady powiadamiania odbiorców.
Portugalia	Z powodów społecznych - 36 godzin. Dla obsługi sieci: w uzgodnionym najmniej dotkliwym dla odbiorców momencie. Dla obsługi sieci -36 godzin jeżeli uzgodnienie nie jest możliwe; przerwy mogą wystąpić w niedzielę między 5:00 a 15:00 godziną i trwać nie dłużej niż 8 godzin przez nie więcej niż 5 niedziel w roku. Przerwy z winy odbiorcy – 8 dni. Jeżeli instalacja odbiorcy powoduje zaburzenia w pracy sieci operator uzgadnia z odbiorcą okres usunięcia problemów.
Rumunia	W normalnych warunkach - 15 dni. W sytuacjach krytycznych gdy wystąpienie przerwy może być przesunięte wymagane jest 24 godzinne uprzedzenie odbiorców.
Słowenia	Odbiorca powinien być poinformowany o planowanej przerwie w formie pisemnej lub innej uzgodnionej w odpowiednim czasie. Jeżeli przerwa dotyczy większej liczby odbiorców wymaga się powiadomienia w formie publicznie dostępnej z 48 godzinnym wyprzedzeniem.
Hiszpania	24 godziny
Szwecja	Zgodnie z prawem wymagane jest powiadomienie z “rozsądnym wyprzedzeniem” i dalszych regulacji prawnych brak.
Wielka Brytania	48 godzin. Krótszy termin jest dopuszczalny za zgodą odbiorcy.

Tabela 3.2-7 Monitorowane poziomy napięcie i wskaźniki planowych przerw w różnych krajach

Kraj	Poziom napięcia	Wskaźniki	Uwagi
Austria	SN i WN (MV i HV)	ASIDI, ASIFI i ENS	
Belgia (region Bruksela)	SN (MV)	SAIDI i SAIFI	
Belgia (region Flandria)	SN (MV)	CAIDI i SAIFI	
Belgia (region Walonia)	SN i nN (MV i LV)	częstość i czas trwania	estymowana częstość i czas trwania przerw w punktach dostawy
Belgia (Federacja)	wszystkie od 36kV i wyżej		dane dostępne dla punktu dostawy
Estonia	nN, SN, WN (LV, MV, HV)	czas trwania	



Kraj	Poziom napięcia	Wskaźniki	Uwagi
Finlandia	SN, WN, NN (MV, HV, T)	SN(MV) T-SAIFI, T-SAIDI	liczba i czas trwania przerw w miejscu połączenia sieci przesyłowej i WN z innymi poziomami napięć
Francja	wszystkie	częstość i czas trwania	
Niemcy	wszystkie	SAIDI i SAIFI	
Węgry	nN, SN, WN(LV, MV, HV)	SAIDI i SAIFI	
Włochy	wszystkie	SAIDI i SAIFI	dla każdego z 300 rejonów
Litwa	nN, SN(LV, MV)	SAIDI i SAIFI	
Luksemburg			
Norwegia	odbiorcy na wszystkich poziomach napięcia, zdarzenia w sieci powyżej 1kV	SAIDI, SAIFI, CAIDI, CTAIDI, CAIFI, ENS, wyłączana moc	
Polska			
Portugalia	wszystkie		
Rumunia	nN, SN, WN(LV, MV, HV)	SAIDI, SAIFI	dane będą dostępne od 2009 roku
Słowenia	SN (MV)	SAIDI i SAIFI	
Hiszpania	wszystkie	TIEPI, NIEPI	
Szwecja	odbiorcy tylko sieci nN (LV), zdarzenia na wszystkich poziomach napięcia		
Wielka Brytania	wszystkie	częstość i czas trwania	

Jak widać dla ilościowego opisu ciągłości dostaw wykorzystuje się najpowszechniej wskaźniki zawierające informacje o częstości i długości przerw obejmujące swym zasięgiem różne poziomy napięć. Zastosowanie do opisu ciągłości większej liczby różnych wskaźników dostarcza dodatkowych informacji o procesie dostaw energii. W wielu krajach uwidacznia się tendencja do zróżnicowania opisu i wskaźników ciągłości zasilania dla różnych poziomów napięcia, obszarów i charakterystycznych rodzajów sieci. Normalizowanie wskaźników ciągłości zasilania względem liczby odbiorców sprawia, że wszyscy odbiorcy są równo traktowani niezależnie od wielkości i charakteru. Wskaźniki normalizowane względem rocznego zapotrzebowania mocy lub energii maskują informacje o zapotrzebowaniu na



energię w chwili przerwy a równe traktowanie klientów niezależnie od wielkości mocy maskuje skutki przerw. Gdy normalizowanie wskaźników odbywa się względem mocy lub energii niedostarczonej to uwidacznia się wpływ dużych odbiorców oraz zapotrzebowanie na energię w chwili przerwy i ogólnie skutki odczuwane przez odbiorców.

Normalizowanie wskaźników względem liczby transformatorów dystrybucyjnych uwypukla znaczenie odbiorców zasilanych z małych transformatorów dystrybucyjnych stosowanych głównie w sieciach wiejskich. Ponieważ w takich sieciach należy spodziewać się większej liczby przerw o dłuższym czasie trwania to stan ten znajdzie odbicie w wartości wskaźników bazujących na ilości transformatorów.

W konsekwencji można uznać, że wskaźniki oparte o energię czy moc niedostarczoną dają pełniejszy opis ciągłości zasilania niż oparte o liczbę odbiorców. W celu określenia ilości energii czy mocy niedostarczonej na skutek przerw stosowane są w różnych krajach różne procedury oparte bądź o profile zapotrzebowania mocy odbiorców bądź też o faktycznie pobieraną energię w chwili wystąpienia przerwy. Należy jednak zauważyć, że normalizacja oparta o liczbę odbiorców jest prosta i przejrzysta podczas gdy ilość energii niedostarczonej może być tylko oszacowana z większą lub mniejszą dokładnością. Wskaźniki oparte o liczbę odbiorców można uznać za opisujące skutki nieciągłości zasilania tylko w ekstremalnym uproszczeniu. Dlatego też uzasadnionym jest stosowanie wielu różnych wskaźników, opartych o odmienne sposoby normalizowania dla analiz ciągłości zasilania grup odbiorców, obszarów sieci czy obszarów administracyjnych.

Porównanie w ramach badań benchmarkingowych różnych wskaźników ciągłości zasilania lub normalizowanych w różny sposób nasyca wielu trudności. Również bezpośrednie porównanie tych samych syntetycznych wskaźników ciągłości zasilania w różnych krajach jest często niemożliwe, gdyż obejmują one różne obszary sieci, różne poziomy napięcia lub wykluczają niektóre przyczyny przerw. Dlatego też łatwiejszy i bardziej celowy jest benchmarking wskaźników dostaw energii dotyczących wybranych poziomów napięć, charakterystycznych rodzajów sieci czy obszarów.

Oddzielne rejestrowanie przerw planowanych i nieplanowanych choć nie dla wszystkich poziomów napięcia jest powszechną praktyką europejskich operatorów. Sześciu operatorów (w Belgii, Francji, Włoszech, Portugalii, Hiszpanii i na Litwie) różnicuje przerwy w sieci dla obszarów miejskich i wiejskich definiując te obszary w różny sposób.



## **Walidacja danych ciągłości dostaw energii**

Podstawą poprawnego benchmarkingu ciągłości dostaw energii jest nie tylko porównywalność wskaźników ale przede wszystkim rzetelność danych udostępnianych przez operatorów sieci i porównywalność procedur ich pozyskiwania. W takich krajach jak: Węgry, Włochy, Litwa, Holandia, Norwegia, Wielka Brytania, Portugalia i Hiszpania prowadzone są kontrole danych dostarczanych przez przedsiębiorstwa energetyczne przez regulatora rynku energii albo inny podmiot zewnętrzny. Szwecja, Finlandia i Rumunia rozważają wprowadzenie takich kontroli w 2008 bądź 2009 roku. W pozostałych krajach nie kontroluje się rzetelności danych albo brak takich informacji (w raportach benchmarkingowych).

W większości krajów (Włochy, Litwa, Norwegia, Wielka Brytania, Hiszpania) audyt danych odbywa się raz do roku, w Portugalii i Holandii raz na dwa lata, zaś na Węgrzech dwa razy do roku. Różny jest też zakres audytu i procedury jego przeprowadzania. W większości krajów (Węgry, Włochy, Litwa, Holandia, Wielka Brytania) kontroli podlega sposób rejestracji i pomiarów danych ciągłości dostaw. Zwykle potwierdzone audytem nieprzestrzeganie procedur pomiarowych lub przekazywanie nierzetelnych danych skutkuje karami finansowymi nakładanymi na operatora sieci.

## **Zdarzenia ekstremalne**

System elektroenergetyczny narażony jest na oddziaływanie różnych zjawisk zewnętrznych będących poza kontrolą operatora systemu. Do zjawisk takich najczęściej zalicza się naturalne zjawiska atmosferyczne występujące z nadzwyczajną intensywnością. Przerwy w dostawie energii wywołane sytuacjami nadzwyczajnymi niemal we wszystkich krajach zdejmują z operatora odpowiedzialność za skutki przerw choć różnie definiowane są takie sytuacje. Również przerwy spowodowane sytuacjami nadzwyczajnymi nie są wliczane do publikowanych przez operatora wskaźników przerw lub są publikowane oddzielnie.

Zwykle o traktowaniu zdarzeń jako ekstremalne decyduje ich niewielka częstość występowania lub rozległość oddziaływania na sieć elektroenergetyczną.

Najczęściej do zdarzeń ekstremalnych wykluczających odpowiedzialność operatora zaliczane są: ataki terrorystyczne, katastrofy naturalne, strajki, zamieszki i wojny, warunki atmosferyczne przekraczające projektowaną wytrzymałość sieci, awarie systemowe i inne o podobnym charakterze.



### 3.2.3 Wnioski z doświadczeń benchmarkingowych krajów europejskich

Monitorowanie ciągłości dostaw energii, prowadzone we wszystkich krajach zrzeszonych w CEER i kontrolowane przez niezależnego regulatora jest warunkiem prawidłowego funkcjonowania rynku energii. Rosnące znaczenie krótkich przerw dla odbiorców sprawia, że mimo znacznych kosztów coraz większa liczba operatorów rejestruje takie przerwy. Przerwy bardzo krótkie są monitorowane tylko w niewielu krajach i ich przydatność jest przedmiotem rozważań i analiz. Informacje o przyczynach przerw w zasilaniu są istotne dla regulatora rynku i stanowią podstawę działań operatora sieci dla poprawy ciągłości dostaw energii. Niewiele krajów monitoruje zdarzenia na wszystkich poziomach napięcia. Mimo, iż zdarzenia na poziomie SN mają zwykle decydujący wpływ na wartość wskaźników ciągłości dostaw, to zdarzenia w sieci nN nie mogą zostać pominięte, gdyż często trwają dłużej niż na wyższych poziomach napięcia. Metody szacowania czasu przerw i liczby odbiorców pozwalają ograniczyć koszty monitorowania ciągłości dostaw ale celowym jest wprowadzanie automatycznych metod rejestracji przerw na poziomie SN i nN.

Dokładność badań benchmarkingowych wymaga również dalszego ujednolicenia definicji, wskaźników ciągłości i metodologii ich wyznaczania. Badania benchmarkingowe prowadzone od kilku lat w różnych krajach pokazują, że wprowadzenie przez regulatora obowiązku monitorowania niezawodności dostaw skutkuje zwykle poprawą wskaźników ciągłości i obsługi odbiorców.

### 3.3 Jakość napięcia

Z powodu wieloaspektowości i niekiedy trudności pomiarowego uchwycenia fizycznej natury problemu, regulacja jakości napięcia jest znacznie trudniejsza dla regulatora niż regulacja jakości handlowej i ciągłości zasilania. Mimo to wśród europejskich regulatorów istnieje coraz większe przekonanie o konieczności kontrolowania tego aspektu oraz podejmowane są prace zmierzające w tym kierunku.

Za wspólne elementy wszystkich działań regulacyjnych w tym obszarze należy uznać:

- wymagania odnośnie wiarygodnych pomiarów miar liczbowych jakości napięcia,
- zdefiniowanie standardów określających oczekiwania wobec dostawcy energii.

Standardy te opisują:

- minimalny poziom jakości w przypadku uruchamiania mechanizmu regulacyjnego polegającego na publikacji wyników pomiarów,





- średni poziom jakości w przypadku uruchamiania mechanizmu regulacyjnego „kary i nagrody”. Przedsiębiorstwa będące podmiotem procesu regulacji, działające „poniżej” minimalnych standardów jakościowych będą (często) „karane”, a te które gwarantują jakość dostawy na poziomie wyższym niż określony w standardach minimalnych będą (niekiedy) nagradzane. Kary finansowe przyjmują formę opłat kompensacyjnych płaconych najczęściej na rzecz poszkodowanego odbiorcy.

W ramach tego mechanizmu definiowane są często bardziej złożone relacje pomiędzy jakością i ceną energii elektrycznej. Im większa jest różnica pomiędzy istniejącą wartością wskaźnika jakości a jego wartością uznaną w standardzie jakościowym za minimalną tym większe są finansowe konsekwencje.

- uzgadniany indywidualnie poziom jakości w przypadku wprowadzania kontraktów (kontrakty *premium power*).

Jakość napięcia pozostaje nadal nowym zadaniem dla regulatorów. Toczy się ciągle debata nad kształtem tej regulacji. To co jest dobre dla jednego odbiorcy jest nieakceptowane dla innego. Ten fakt oraz złożoność pomiaru i wartościowania różnych wskaźników jakościowych, brak wiarygodnych danych definiujących środowisko elektromagnetyczne i generalnie brak wiedzy dotyczącej wpływu zmian parametrów jakościowych na procesy i sprzęt odbiorców (w tym także brak analizy kosztów), to główne przyczyny braku ostatecznych rozwiązań.

### **3.3.1 Regulacja napięcia a regulacja ciągłości zasilania**

W przeciwieństwie do regulacji ciągłości zasilania regulacja jakości napięcia jest znacznie mniej zaawansowana. Jest kilka przyczyn tego stanu:

- o różnica w świadomości. O ile wszyscy (odbiorcy, dostawcy i regulator) nie mają wątpliwości co to jest ciągłość zasilania, to przeciwnie, świadomość potrzeby posiadania napięcia o dobrej jakości i znaczenie tego pojęcia nie jest powszechne.
- o jakość nigdy nie jest idealna. Pożądany poziom zależy między innymi od preferencji indywidualnych odbiorców, a te mogą się zasadniczo różnić. Tylko nieliczni doświadczają poważnych zauważalnych skutków złej jakości. Często mają one charakter





niewidoczny bezpośrednio, lecz kumulujący się w czasie i nieoczywisty, niekiedy wymagający dowodu technicznego.

- o ile w przypadku ciągłości zasilania odbiorca jest zainteresowany poprawą, to w przypadku jakości napięcia nie jest, jeżeli wskaźniki tej jakości są zawarte w przedziałach nie wywołujących negatywnych skutków. Faktem jest, że w większości krajów europejskich jakość napięcia nie stanowi problemu dla odbiorców. Dlatego regulator rzadko zdobywa się na „twórcze” nowatorskie działanie w tej dziedzinie, najczęściej przyjmując istniejące, proponowane przez innych rozwiązania. Kreatorów w tej dziedzinie nie jest wielu.
- o jakość napięcia (w przeciwieństwie do ciągłości zasilania) to zagadnienie wieloaspektowe i dlatego trudniejsze do uchwycenia,
- o do monitorowania ciągłości zasilania nie są potrzebne dodatkowe mierniki. Przeciwnie, pomiar jakości napięcia wymaga specjalistycznych przyrządów. Ponieważ nie można mierzyć we wszystkich punktach sieci, wymagane jest także stosowanie narzędzi statystycznych, znacznie bardziej złożonych niż w przypadku przerw.
- o kolejne różnice dotyczą przyczyn pogorszenia jakości napięcia. O ile w przypadku przerw można je zidentyfikować w postaci jednego lub kilku najczęściej oczywistych powodów, to w przypadku jakości napięcia są one zlokalizowane zarówno po stronie dostawcy jak i odbiorcy. Jednoznaczne wskazanie sprawcy jest niekiedy bardzo trudne.
- o trudno oszacować koszty złej jakości napięcia, tak jak jest to w przypadku przerw w zasilaniu. Między innymi z tych powodów regulacja ciągłości zasilania jest zawsze pierwszym krokiem na drodze poprawy jakości zasilania.

### 3.3.2 Podstawowe zasady regulacji jakości napięcia

Powody uzasadniające potrzebę regulacji jakości napięcia są bardzo różnorodne i nie budzą większych wątpliwości. Poniżej przedstawiono jedynie niektóre z pośród nich uszeregowane w kolejności nie określającej ich rangi. Zależy ona bowiem każdorazowo od szczególnych, lokalnych uwarunkowań.

Podstawowym celem regulacji jest osiągnięcie takiego poziomu jakości, który przyniesie korzyści w skali ogólnospołecznej. Kolejnym, jest wykreowanie mechanizmów motywacyjnych, które zmuszą operatorów do utrzymania pracy podległych im systemów zasilających w socjo-technicznym optimum. Należy przeciwdziałać niepożądanym sytuacjom, w której wyłącznym celem jest poprawa efektywności, bez uwzględnienia korzyści



ogólnospołecznych. Redukcja całkowitych kosztów może prowadzić do pogorszenia jakości napięcia.

Wymagania dotyczące jakości zasilania są niezbędne dla ochrony odbiorców (coraz częściej także dostawców, szczególnie rozproszonych) i są potrzebne jako narzędzia rozstrzygania sporów pomiędzy różnymi uczestnikami gry rynkowej. Regulacje muszą uwzględnić zarówno interes prywatny jak i publiczny. Koszty złej jakości napięcia ponoszą głównie odbiorcy. Regulacja jest więc po części narzędziem ochrony ich słabszej pozycji ekonomicznej. W tym sensie jakość napięcia jest zwiększeniem praw odbiorcy.

Odbiorcy mają prawo uzyskać informację o rzeczywistych warunkach dostawy energii. Graniczne poziomy jakości (w odniesieniu do każdego parametru jakościowego) są potrzebne także w celu umożliwienia odbiorcy wyboru własnych środków zaradczych.

Po ustaleniu wymagań odnośnie jakości napięcia (niekiedy także prądu) oraz na podstawie odpowiednich pomiarów, możliwa jest identyfikacja odbiorców zaburzających warunki zasilania oraz na tej podstawie ochrona operatora jak i innych odbiorców przed dodatkowymi kosztami.

Podstawą czytelnego rozdziału odpowiedzialności pomiędzy partnerami jest jednoznaczne określenie wymagań dotyczących jakości napięcia w sensie zarówno technicznym jak i formalno-prawnym. To niezbędna podstawa dyskusji (często konfliktu) pomiędzy dostawcami<sup>2</sup> i odbiorcami energii, lecz także pomiędzy przedsiębiorstwami dystrybucyjnymi i przesyłowymi.

### **3.3.3 Monitorowanie istniejącego poziomu jakości**

Poziom jakości napięcia powinien być mierzony przez określony możliwie długi przedział czasu – dane z przeszłości mają tu ogromną wartość.

Przystępując do tworzenia systemu monitorowania należy odpowiedzieć na kilka pytań o fundamentalnym znaczeniu:

- dlaczego chcemy mierzyć (pomiaru wyjaśniające przyczyny awarii, pomiaru kontrolujące poziomy emisji, pomiaru emisyjne i odpornościowe wykonywane w ramach badań typu, pomiaru profilaktyczne, pomiaru statystyczne itd.)
- co chcemy mierzyć,

---

<sup>2</sup> W raporcie przyjęto następującą definicję: dostawca - podmiot dostarczający do odbiorcy lub sieci elektroenergetycznej energię elektryczną.



- jakie są wartości graniczne mierzonych wskaźników,
- kiedy należy mierzyć,
- gdzie należy mierzyć,
- jak należy mierzyć,
- kto powinien mierzyć (dostawca w celu kontroli spełnienia warunków kontraktu na dostawę energii oraz w celu kontrolowania pracy systemu zasilającego oraz jako podstawa planowania działań naprawczych; odbiorca: w celu wyboru środków poprawy złych warunków zasilania, dla sprawdzenia warunków dostawy energii, dla działań profilaktycznych i w celu wyjaśnienia przyczyn stanów awaryjnych; regulator: dla zagwarantowania warunków poprawnego działania różnych uczestników gry rynkowej oraz w celu ustalenia minimalnych warunków jakościowych; producenci: dla potrzeb projektowych, rozwoju produktu i określenia zakresu gwarancyjnego),
- jak należy wykorzystać uzyskane dane pomiarowe.

Monitorowanie jakości napięcia, inaczej niż w przypadku ciągłości zasilania, wymaga instalacji specjalnych rejestratorów i nie może być zrealizowane za pomocą podstawowych systemów SCADA (jak ma to miejsce w przypadku przerw).

Regulator bardzo rzadko proponuje swoje własne zalecenia odnośnie pomiarów wskaźników jakości. W przeważającej liczbie przypadków wynikają one z wymagań metrologicznych i specyfiki zaburzeń. Wyjątkiem, w ostatnich latach, były zmiany czasu uśredniania i przedziałów tolerancji – w relacji do postanowień normy PN-EN 50160 stosowane w kilku krajach przy pomiarach wartości skutecznej napięcia (także w najnowszej roboczej wersji tej normy z 2008 r.).

Monitorowanie może mieć charakter incydentalny, ograniczony w czasie (najczęściej pomiary przeprowadzane w odniesieniu do indywidualnych odbiorców jako próba rozwiązania konkretnego problemu technicznego) lub ciągły, wykonywany poprzez zainstalowane na stałe lub przemieszczające się w sposób ciągły przyrządy pomiarowe (w odpowiedzi na skargę lub dla potrzeb statystycznych). Ten podział często znajduje odzwierciedlenie w dwóch rodzajach pozyskiwanych danych - indeksy dla poszczególnych punktów odbioru energii oraz indeksy będące liczbowymi miarami poprawności pracy całego systemu lub wyróżnionych jego fragmentów. Odpowiada on także podziałowi zaburzeń w napięciu na zmiany (występujące w sposób ciągły) i zdarzenia (o charakterze losowym).



W przeszłości stosowana była jeszcze jedna forma pomiarowego uzyskania informacji o stanie jakości napięcia w sieciach zasilających - programy pomiarowe realizowane w określonym czasie (często w okresie kilku lat) i dla ograniczonej liczby punktów uznanych za reprezentatywne dla danego rodzaju sieci.

Szczególna uwaga jest poświęcona pomiarom indywidualnych odbiorców. W ramach przedsiębiorstwa energetycznego kontrola zasadności skarg dotyczących jakości napięcia jest często obowiązkową praktyką. Uzyskiwane są wówczas trendy zmian i dane dla regulatora. Uruchamiany jest także mechanizm wyboru „najlepszego punktu” i tendencja do zarządzania pomiarami oraz wypełniania „białych” pomiarowych plam. W sposób naturalny przyrządy pomiarowe „przechodzą” do najgorszych punktów.

W pewnych rozwiązaniach zadanie monitoringu jest stosunkowo łatwe do wykonania i wymaga ograniczonego zaangażowania regulatora. Podstawą jest obowiązek, ustalony przez regulatora, zmuszający przedsiębiorstwa energetycznego do sporządzania raportu na temat jakości zasilania.

W większości krajów regulator jest zainteresowany monitorowaniem istniejącego poziomu jakości napięcia. Rosnąca liczba krajów europejskich posiada system monitoringu lub planuje jego instalację w najbliższej przyszłości (Tabela 3.3-1.).

Tabela 3.3-1. Kraje w których wprowadzono/wprowadza się systemy monitorowania jakości napięcia [2,3]

KRAJ	MONITOROWANY POZIOM NAPIĘCIA				DOSTAWCA JEST ZOBOWIĄZANY DO POMIAROWEJ WERYFIKACJI JAKOŚCI NAPIĘCIA NA ŻYCZENIE ODBIORCY	BRAK OBOWIĄZKU INSTALACJI REJESTRATORA JAKOŚCI NAPIĘCIA LECZ ISTNIEJE OBOWIĄZEK DOSTARCZENIA ODBIORCY INFORMACJI DOTYCZĄCEJ JAKOŚCI ZASILANIA	BRAK OBLIGACJI PRAWNEJ
	NN i WN	SN	nN	Planowana budowa			
Austria					x		
Belgia	x	x			x		
Bulgaria							
Cypr							
Czechy	x				x		
Dania		x					
Estonia					x		
Finlandia						x	
Francja	x	x			x		
Grecja			x				x
Hiszpania							
Holandia	x	x	x				
Irlandia							
Islandia							
Litwa							x
Luksemburg							
Łotwa					x		
Malta							
Niemcy							
Norwegia	x	x	x		x		
Polska					x		
Portugalia	x	x	x			x	
Rumunia							
Słowacja							
Słowenia	x	x					
Szwecja							x
Węgry			x		x		
Wielka Brytania							x
Włochy	x	x			x		



Liczba mierników na bazie której budowany jest system pomiarowy jest różna (nawet kilka) i różny jest sposób przeprowadzania pomiarów - przyrządy zainstalowane na stałe lub przemieszczające się w sposób ciągły. Nawet jeżeli systemy monitorowania różnią się pomiędzy sobą (zastosowane rejestratory, ich lokalizacja, liczba opomiarowanych punktów itd.), to wspólnym mianownikiem są co najmniej rejestracje krótkich i długich przerw, wartości napięcia, zapadów i harmonicznych.

W wielu krajach Europy projekty monitoringu realizowane są przez regulatora, przez upoważnioną przez niego jednostkę lub przez instytucje zewnętrzne. Przykładowo we Francji robi to administracja państwowa jako właściciel koncesji lub instytucja przez nią upoważniona. Innym rozwiązaniem jest istnienie niezależnej agencji (operatora pomiarowego), która monitoruje system elektroenergetyczny. Taką funkcję pełni przykładowo w USA North American Electricity Reliability Council (NERC)<sup>3</sup>.

W kilku krajach (także w Polsce poza nielicznymi wyjątkami) monitoring oparty jest na okazjonalnych pomiarach przeprowadzanych w sieciach przesyłowo-rozdzielczych lub na zaciskach wybranych odbiorców. Operatorzy instalują przyrządy w wybranych punktach, gdy: (a) odbiorca zgłasza skargi na jakość zasilania; (b) odbiorca i dostawca związani są kontraktem; (c) operator chce sprawdzić poziom emisji danego odbiorcy<sup>4</sup>. W większości przypadków odbiorcy którzy doświadczają problemów związanych z jakością mogą domagać się przeprowadzenia pomiarów i kontroli ich warunków zasilania. Nie we wszystkich krajach spółki są prawnie zobowiązane do instalowania przyrządów – tabela 3.3-1.

Koszt pomiaru jest pokrywany przez odbiorcę lub przez sprawcę stwierdzonego pomiarowo przekroczenia przyjętego standardu jakości<sup>5</sup>. W kilku krajach odbiorca ma prawo zainstalować własny rejestrator (np. w Portugalii na podstawie pisemnego porozumienia z dostawcą). Jego parametry techniczne powinny być zgodne z odpowiednimi normami technicznymi i ewentualnie dodatkowymi kryteriami definiowanymi przez operatora.

---

<sup>3</sup> NERC jest organizacją non-profit z dziesięcioma regionalnymi oddziałami jako członkami. Członkowie reprezentują wszystkie segmenty przemysłu elektrotechnicznego: właścicieli, federalne agencje energetyczne, wspólnoty mieszkańców, stany, samorządy, administrację, producentów i odbiorców końcowych.

<sup>4</sup> Kilka krajów posiada przepisy wymuszające zainstalowanie indywidualnych przyrządów na żądanie (np. Francja), w Polsce przykładowo w odniesieniu do farm wiatrowych (o mocy większej niż 50 MVA).

<sup>5</sup> Koszty monitorowania mogą być także pokrywane z finansów publicznych, przez regulatora lub przez przedsiębiorstwo energetyczne.



Na podstawie doświadczeń krajów, które wprowadziły stały monitoring jakości zasilania można stwierdzić, że:

- w początkowym okresie jego uruchamiania wystąpiły trudności z wdrożeniem systemu raportowania zgodnie z ustalonym schematem, z komunikacją pomiędzy partnerami, określeniem odpowiedzialności za zaburzenia,
- rozliczanie za energię nie dostarczoną zwiększyło atencje dla rozstrzygnięcia odpowiedzialności pomiędzy partnerami,
- wprowadzenie programu uwrażliwiło przedsiębiorstwa energetyczne na koszty złej jakości zasilania powstające u odbiorców,
- nastąpiła zmiana postawy przedsiębiorstw energetycznych w relacji do inwestycji, pracy i konserwacji podległej im sieci zasilającej,
- zwiększyło się zainteresowanie zróżnicowaniem parametrów zasilania w zależności od wymagań odbiorców,
- zwiększyło się zainteresowanie audytem (prewencją),
- problemy jakości zwiększyły ofertę producentów odpornego sprzętu.

W niewielu krajach sformułowano wymagania co do klasy przyrządów służących do pomiaru wskaźników jakości. Przykładowo w Belgii podano minimalne wymagania co do niepewności pomiarów, we Włoszech przywołano normę EN 61000-4-30 [31], ale nie określono klasy przyrządów: A czy B (czyli klasa B jest także w systemie monitoringu akceptowana). W Holandii przyrządy mają spełniać wymagania normy EN 61000-4-30. W żadnym kraju nie sformułowano wymagań odnośnie przekładników pomiarowych. W Norwegii określono wymagania odnośnie niepewności pomiarowej i przyrządy muszą posiadać certyfikat potwierdzający ich spełnienie.

W Portugalii przyrządy klasy A są wymagane przy kontroli emisyjności odbiorników/instalacji, natomiast przyrządy klasy B są stosowane dla celów statystycznych i w przypadku mniej wymagających pomiarów oraz pomiarów w sieciach nN.

Różne są także systemy publikowania wyników pomiarów (w tych krajach, w których ta informacja staje się publiczną): powszechnie dostępna strona internetowa (regulatora i/lub operatora), strona internetowa z hasłem, roczny raport regulatora i/lub operatora, dostęp na życzenie odbiorcy, regulatora lub w przypadku spraw sądowych.





### 3.3.4 Minimalne standardy jakości

W większości krajów są określone poprzez normy i zalecenia. Minimalny poziom jakości jest bezpośrednio wyprowadzony z norm już istniejących i stosowanych w sektorze elektroenergetycznym. Za spełnienie wymagań odpowiedzialny jest operator systemu. Normy jakości mogą być opracowywane przez odpowiednie narodowe (międzynarodowe, regionalne) organizacje normalizacyjne na podstawie konsensusu lub poprzez regulatora w procesie uzgodnienia pomiędzy stronami. Ten mechanizm jest efektywnym narzędziem w rękach regulatora. Regulator może zmieniać postanowienia zaleceń w zależności od bieżących potrzeb. W wielu krajach rolę takiego dokumentu pełni norma EN 50160.

Ten mechanizm regulacyjny – minimalne standardy jakości – jest stosowany także w tych przypadkach, w których regulator chce utrzymać jakość na niezmiennym poziomie. Ustalenie minimalnych poziomów to także pierwszy krok w stronę wprowadzania kontraktów „jakościowych” dla bardziej wymagających klientów. Dzięki temu można spełnić indywidualne wymagania bez podwyższania wymagań minimalnych, co zawsze w dużej skali jest kosztowne.

Należy ocenić, czy poziomy jakości stwierdzone podczas pomiarów są satysfakcjonujące, czy nie powinny być zmienione. W tym procesie wykorzystywana jest analiza skarg odbiorców, wyniki uzyskane za pomocą systemu monitorowania oraz inne formy badań. Aktualizacja poziomów dopuszczalnych powinna być procesem ciągłym. Ważne jest, aby przyjęte poziomy jakości były realne tak, aby umożliwić odbiorcy wybór własnych środków zaradczych. W każdym przypadku istotne jest, aby krajowe wymagania uwzględniały międzynarodowe normy emisyjne i odpornościowe.

Minimalny standard wprowadza bardzo wyraźną granicę pomiędzy dobrym i złym stanem. W przypadku niespełnienia tego warunku konsekwencją mogą być kary, także finansowe. Nawet jeżeli kara jest nieduża w wymiarze absolutnym, może mieć dla odbiorcy wysoką wartość symboliczną.

Często standard minimalny jest tylko indykatywny i złamanie jego warunków nie rodzi żadnych konsekwencji. Jednakże regulator może podać do wiadomości publicznej ten fakt, obniżając tym samym pozytywny obraz dostawcy energii. Niespełnienie standardów jakościowych najczęściej obliguje operatora sieci do podjęcia działań w celu poprawy i spełnienia wymagań w przyszłości. Niektóre kraje wprowadziły „procedurę skargi” (ang. *complaint procedure*). Określa ona maksymalny czas reakcji





operatora systemu na skargi odbiorcy na jakość napięcia. Niekiedy kara musi być płacona jeżeli ten czas zostanie przekroczony.

Węgry i Irlandia stosują dodatkową „procedurę poprawy” (ang. *standard of correction*) w odniesieniu do problemów związanych z jakością zasilania. Dostawca zobowiązany jest zapłacić na rzecz odbiorcy stosowną karę jeżeli w określonym czasie przyczyna skargi nie zostanie usunięta.

### 3.3.5 Norma EN 50160<sup>6</sup>

Podstawą do ustalenia minimalnych standardów jakości napięcia jest najczęściej norma PN-EN 50160 stosowana we wszystkich krajach UE jako definiująca referencyjne poziomy jakości napięcia (coraz częściej z pewnymi modyfikacjami – tabela 3.3-2 oraz Załącznik A i C)<sup>7</sup>.

Norma PN-EN 50160 określa jakość zasilania na zaciskach odbiorcy, nie dotyczy oceny stanu systemu zasilającego (przykładowo nie ma w niej żadnych odniesień do mocy zwarciowej) oraz instalacji odbiorcy (jej emisji). Nie stanowi także opisu typowego lub średniego stanu jakości napięcia w Europie. Nie definiuje poziomów kompatybilności. Jest to więc typowa norma wyrobu (w tym przypadku energii elektrycznej) podająca maksymalne wartości lub przedziały zmian wskaźników jakości w normalnych warunkach zasilania dla dowolnego przyłącza w sieci zasilającej. W tym sensie dotyczy także zacisków rozproszonych źródeł energii.

Określa maksymalne (najgorsze) wartości zmian charakterystyk napięcia w normalnych warunkach pracy w sieciach nN (do 1 kV) i SN (1-35 kV)<sup>8</sup>. Na poziomie WN cele jakości energii są inne<sup>9</sup>. W przeciwieństwie do sieci nN i SN nie są one bezpośrednio odniesione do

---

<sup>6</sup> Informacje podane w niniejszym rozdziale oraz w ostatnim raporcie CEER [3] dotyczą normy EN 50160:2007.

<sup>7</sup> We wszystkich krajach europejskich norma EN 50160 jest przetłumaczona i/lub stosowana (nie jest przetłumaczona np. na Litwie, lecz jest stosowana jako norma państwowa).

<sup>8</sup> W wielu krajach europejskich za średnie uważa się napięcie o wartości powyżej 35 kV. W niektórych krajach, np. Holandia, Włochy, Portugalia niektóre wymagania normy EN 50160:2007 stosuje się także w sieciach do 50 kV i wyżej. Zakresem opracowywanej obecnie nowej wersji normy objęto także poziom WN (przedział 36-150 kV).

<sup>9</sup> Pewne zalecenia dotyczące WN można znaleźć w raportach technicznych IEC 61000-3-6 (harmoniczne), 61000-3-7 (wahania napięcia) i 61000-3-8 (asymetria, w przygotowaniu).



odporności urządzeń, które do tych sieci są rzadko bezpośrednio przyłączone. Oznacza to, że wskaźniki jakości na poziomie WN mogą różnić się w zależności np. od rodzaju sieci, jej konfiguracji, istniejącego tła itp. Sieci WN i NN w ogromnej większości przypadków pracują w pętli, podczas gdy sieci SN i nN są często sieciami promieniowymi. Te różnice wymagają uwzględnienia, podobnie jak wpływ zaburzeń pochodzących z sieci WN i NN na poziom jakości napięcia w sieciach SN i nN.

Jakość napięcia w PWP jest efektem wzajemnego wpływu dostawcy energii oraz „jakości” prądu odbiorcy. Interakcja pomiędzy napięciem i prądem w PWP czyni trudnym rozdzielenie odpowiedzialności pomiędzy tymi partnerami za złą jakość napięcia, trudno oddzielić odbiorcę jako „odbiornik” i dostawcę jako „nadajnik” zaburzenia elektromagnetycznego. Jakość napięcia (za którą odpowiedzialność często przypisuje się dostawcy energii) i jakość prądu (za którą odpowiedzialność przypisuje się odbiorcy) wpływają na siebie wzajemnie. W kilku krajach istnieje prawnie dopuszczona możliwość odłączenia odbiorcy jeżeli poziom zaburzeń wprowadzanych do sieci zasilającej jest nieakceptowany. Ale dowód tego faktu jest trudny technicznie. W normie brak odniesienia do prądu odbiorcy i impedancji zastępczej sieci zasilającej w punkcie jego przyłączenia.

Zgodnie z normą PN-EN 50160 na jakość energii składa się zbiór następujących parametrów: zmiany częstotliwości, wolne i szybkie zmiany wartości napięcia, wahania napięcia, zapady napięcia, wzrosty napięcia, przebiegi, asymetria napięcia, harmoniczne napięcia, interharmoniczne napięcia oraz sygnały sterowania nałożone na napięcie zasilające. Norma PN-EN 50160 ustala obowiązujące wartości graniczne parametrów jakości energii wyłącznie w normalnych warunkach pracy systemu i wprowadza ocenę jakości głównie na podstawie percentyla CP95<sup>10</sup>. Dotyczy to zmian napięcia, wahań napięcia, asymetrii, odkształcenia i sygnałów zdalnego sterowania. Dla pozostałych parametrów jakości napięcia podaje tylko wartości informacyjne, szczególnie w odniesieniu do zdarzeń (szybkie zmiany napięcia, zapady napięcia), a są one przez większość odbiorców (głównie biznesowych) traktowane jako najbardziej kłopotliwe. Są to te zaburzenia elektromagnetyczne, których definicje i zasady pomiaru powinny być precyzyjniej określone i w możliwie najszerszej międzynarodowej skali zaakceptowane. Dotyczy to w szczególności szybkich zmian napięcia, zapadów i wzrostów napięcia.

---

<sup>10</sup> W nowej opracowywanej wersji normy EN 50160 w odniesieniu do wartości napięcia przyjęto percentyl CP99.



Norma nie określa także, kto powinien podjąć „jakościowe” działania i kto powinien ponosić koszty pomiarów, jeżeli wymagania jakościowe nie są spełnione.

Postanowienia normy PN-EN 50160, traktowane są jako zbyt liberalne i w związku z tym nie stanowiące dobrego odniesienia do jakości energii w większości krajów UE. Pomiary wykazują, że jakość ta w Europie jest lepsza niż wynika to z normy i dlatego wielu regulatorów wyraża przekonanie o potrzebie opracowania bardziej restrykcyjnej normy „jakościowej”. Niektórzy wprowadzili a inni przystąpili do opracowywania bardziej restrykcyjnych wymagań (Tabela 3.3-2).

Zaostrzenie wymagań normy to poprawa dla najgorzej obsługiwanych odbiorców. Z drugiej strony regulator nie powinien dopuścić do pogorszenia istniejących poziomów jakości, w tych przypadkach, w których, jak jest to w wielu miejscach, jest ona lepsza niż w normie.

Tabela 3.3-2. Kraje które wprowadziły regulację jakości napięcia różniącą się od normy EN 50160 [6]

<b>Wartość napięcia</b>	Hiszpania, Francja <sup>11</sup> , Węgry, Norwegia (tylko odbiorcy NN), Portugalia (tylko na poziomie NN i WN)
<b>Szybkie zmiany napięcia</b>	Norwegia
<b>Wahania napięcia</b>	Norwegia (wymagania dotyczą Pst i Plt), Portugalia (tylko na poziomie NN i WN), Holandia (wartością graniczną jest wartość max. Plt)
<b>Zapady napięcia</b>	Norwegia, Francja* (na życzenie tylko dla odbiorców na poziomie SN i WN)
<b>Wzrosty napięcia</b>	Norwegia, Francja*
<b>Dorywcze i przejściowe przepięcia</b>	Francja*
<b>Asymetria napięcia</b>	Francja*, Norwegia, Holandia
<b>Odkształcenie napięcia</b>	Francja, Norwegia, Portugalia (tylko na poziomie NN i WN), Holandia (poziomymi granicznymi są wartości max. THD, 5. i 7. harmonicznej)
<b>Interharmoniczne napięcia</b>	-----
<b>Sygnal napięciowy do transmisji informacji nałożony na napięcie zasilające</b>	-----
* wartości graniczne wskaźników jakości energii elektrycznej ustalane kontraktem	

Część krajów, szczególnie te jak Polska, które nie mają do końca wystarczającej wiedzy odnośnie istniejącego stanu (brak pomiarów) będzie przyjmować postanowienia każdej nowej

<sup>11</sup> We Francji wartości graniczne wskaźników jakości napięcia ustalane są kontraktem pomiędzy odbiorcą i operatorem systemu rozdzielczego/przesyłowego, regulator ma dostęp do kontraktu lecz nie ustala standardów.



wersji normy EN 50160. Inne będą przyjmować postanowienia definicyjne i algorytmy pomiarowe, natomiast wartości graniczne będą ustalać indywidualnie, w skali kraju. Będzie to zależało od tego, w jakim stopniu nowe wersje normy EN 50160 spełnią oczekiwania jej adresatów.

## **Wartość napięcia**

Utrzymanie pożądanej wartości napięcia, to głównie zadanie operatora sieci, który ma narzędzia do jego regulacji. Rejestrowany jest czas przekroczenia wartości granicznych napięcia. W przypadku niespełnienia gwarantowanego standardu jakości karą jest najczęściej opłata ponoszona przez dostawcę na rzecz odbiorcy.

Podstawowe zastrzeżenia zgłaszane do postanowień normy EN 50160 w zakresie regulacji napięcia dotyczą dwóch aspektów.

Po pierwsze, eliminacji percentyla CP95. W praktyce percentyl oznacza, że przez ponad 8 h z podstawowego tygodniowego czasu pomiaru niezbędnego do oceny jakości napięcia jego wartość w PWP pozostaje poza kontrolą odbiorcy z wszelkimi wynikającymi dla niego negatywnymi konsekwencjami. Percentyl jest korzystny dla rozważań statystycznych, nie jest korzystny dla ochrony urządzeń przed działaniem zaburzeń<sup>12</sup>.

Po drugie, należy rozważyć zmianę 10-minutowego czasu uśredniania wartości skutecznych. Zbyt długi, 10-minutowy czas uśredniania stosowany przy pomiarze wartości skutecznej napięcia może ukryć pewne istotne zmiany „wygładzając” charakterystykę napięcia podlegającą ocenie. Tak długi czas uśredniania „ukrywa” zmiany napięcia o krótszym czasie trwania. W konsekwencji może się zdarzyć, że uśredniona w czasie wartość 10 minutowa będzie zawarta w podanym przedziale tolerancji, lecz napięcie zasilające (wartości chwilowe) może znacząco przekraczać dopuszczalne poziomy graniczne. Zgodnie z doświadczeniem kilku krajów nawet wartość 1 minutowa może nie być satysfakcjonującą z punktu widzenia odbiorcy końcowego.

Kilka krajów przyjęło inne, bardziej restrykcyjne poziomy graniczne dla wartości napięcia. Dotyczą one zarówno percentyla CP95 jak i przedziału dopuszczalnych zmian oraz czasu uśredniania. Przykładowo Węgry proponują pomiar trzech wartości średnich podczas każdych kolejnych 10 minut. W celu uniknięcia nadmiernego wzrostu zasobów pamięci

---

<sup>12</sup> W nowej opracowywanej wersji normy EN 50160:2008 w odniesieniu do wartości napięcia przyjęto percentyl 99% dla wartości zawartych w przedziale  $\pm 10\%U_N$  oraz 100% dla wartości zawartych w przedziale  $+10/-15\%U_N$  (na poziomie nN i SN)



mierników wybierane są max i min wartości 3 sekundowe, które także podlegają ograniczeniom.

### Szybkie zmiany napięcia

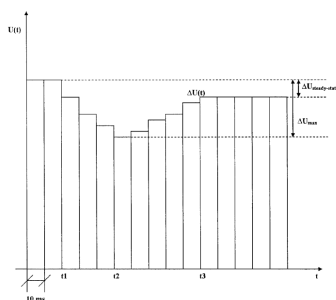
Norma EN 50160 definiuje to zaburzenie jako „pojedyncza, szybka zmiana wartości skutecznej napięcia występująca pomiędzy dwoma kolejnymi jego poziomami, które utrzymują się przez skończony, lecz nie określony przedział czasu”. Taka definicja nie dostarcza żadnych informacji odnośnie klasyfikacji i zasady pomiaru parametrów zaburzenia. Niezbędnymi elementami precyzyjnej definicji szybkiej zmiany napięcia są między innymi: (a) minimalna wartość pochodnej zmiany napięcia; (b) czas trwania stanów ustalonych pomiędzy którymi następuje zmiana; (c) wartość zmiany napięcia: maksymalna i/lub ustalona; (d) napięcie referencyjne dla określania parametrów zmian: znamionowe, deklarowane czy ruchoma średnia (rys. 3.1.)<sup>13</sup>.

Zmiany mogą mieć różne charakterystyki w zależności od przyczyny ich wystąpienia. Dla zmian jak na rysunku 3.3-1a i b maksymalne i ustalone wartości są takie same. Nie jest tak w przypadku (c), gdzie przedstawiona jest charakterystyka napięcia odpowiadająca rozruchowi silnika indukcyjnego.

Trudno także uznać za precyzyjne stwierdzenie występujące w normie PN EN 50160: „...w normalnych warunkach pracy szybkie zmiany napięcia nie przekraczają z reguły 4%  $U_c$ , jednakże w pewnych okolicznościach, kilka razy w ciągu dnia, mogą wystąpić zmiany napięcia o krótkim czasie trwania, osiągające wartość do 6%  $U_c$ ” ( $U_c$  – napięcie deklarowane).

Jedynym krajem w Europie normalizującym szybkie zmiany napięcia jest w chwili obecnej Norwegia [9]. Zgodnie z przyjętą w tym kraju definicją rozważanym zaburzeniem jest „... zmiana skutecznej wartości napięcia występująca w przedziale  $\pm 10\%$  napięcia

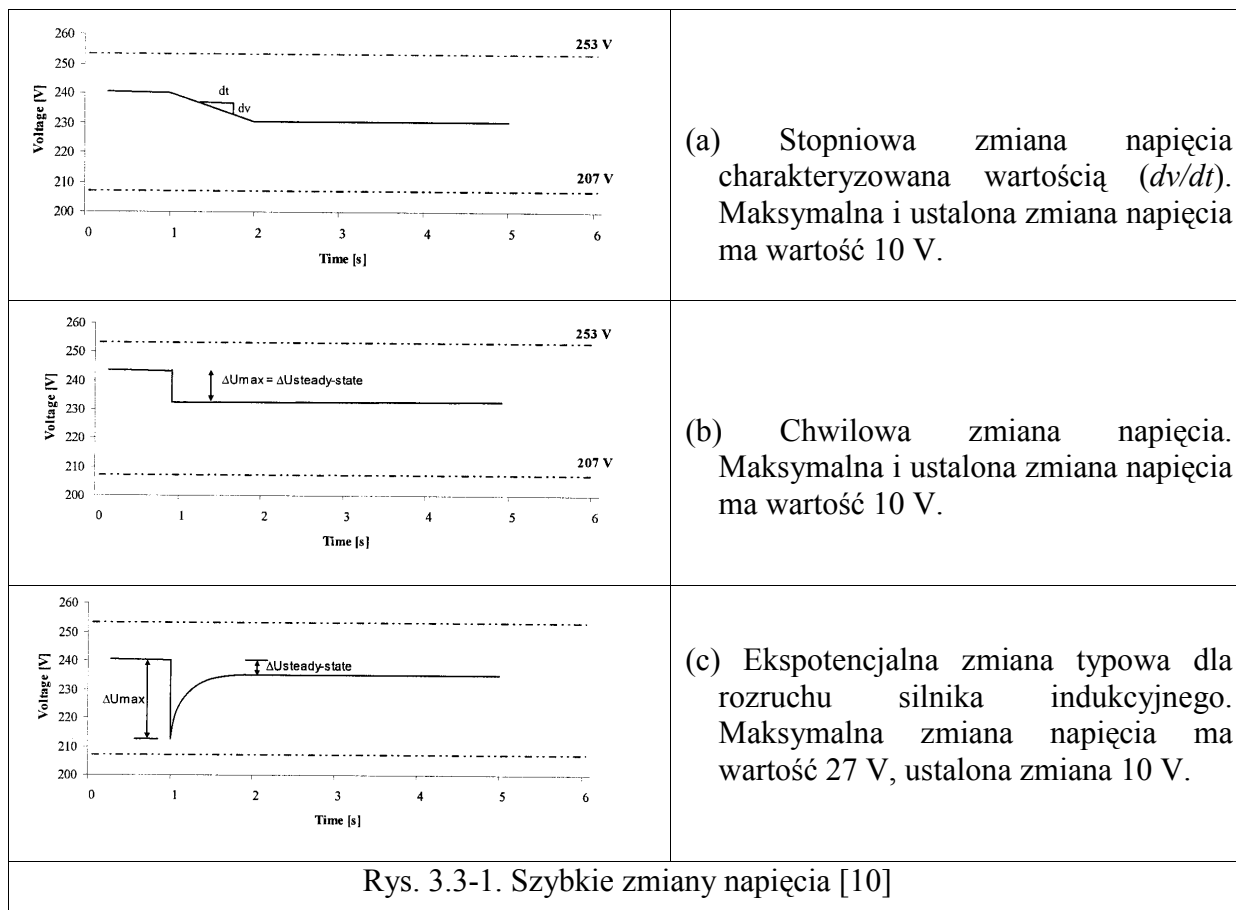
13



Pewne odpowiedzi na postawione pytania można znaleźć w normie PN EN 61000-3-3. Zgodnie z tym dokumentem „Charakterystyka zmian napięcia to przebieg czasowy zmian wartości skutecznej napięcia wyznaczany na podstawie pojedynczych wartości dla każdego kolejnego półokresu pomiędzy przejściami przez zero napięcia źródłowego (przesuwne okno 20 ms), występujący pomiędzy przedziałami czasu podczas których napięcia ustala swoją wartość przez co najmniej 1 s. Wielkości charakterystyczne zmiany napięcia przedstawiono na rysunku.



znamionowego/deklarowanego, o szybkości zmian większej niż 0,5% napięcia znamionowego/deklarowanego na s”. Szybkie zmiany napięcia są opisane poprzez wartość ustaloną i maksymalną zmiany napięcia.



## Krótkie przerwy

Norma EN E50160 stwierdza, że „... w normalnych warunkach pracy roczna liczba krótkich przerw w zasilaniu mieści się w przedziale od kilkudziesięciu do kilkuset”. Taka informacja nie ma żadnej wartości dla odbiorcy, który podejmuje decyzje, co do wyboru środków zaradczych. Nie stanowi ona także żadnej pomocy przy określaniu standardów jakości zasilania.

Norma definiuje jako próg przerwy wartość 1 % napięcia referencyjnego (5% w roboczej wersji EN 50160: 2008). Jest to poziom trudny dla pomiarowej oceny, stąd znacznie częściej jako kryterium rozróżnienia przerwy od zapadu przyjmuje się obecnie wartość 10%. Kolejnym parametrem krótkiej przerwy jest czas jej trwania – w normie przyjęty jako 3 min.



Coraz częściej pojawiają się sugestie, aby za krótką przerwę uznać zaburzenie o czasie trwania zawartym w przedziale od 1s do 3 min<sup>14</sup>. Jest to bardzo istotne z punktu widzenia pomiaru zaburzenia. Monitorowanie krótkich przerw zależy od czasu ich trwania. Jeżeli dotyczy to 1-3 min. można zastosować ręczne raportowanie i/lub systemy SCADA. Skracanie dolnej czasowej granicy wymaga stosowania specjalistycznego sprzętu i indywidualnych pomiarów w punktach sieci zasilającej. Dodatkowo kilkusekundowe przerwy są naturalne i ich ograniczenie można zrealizować jedynie za cenę bardzo kosztownych inwestycji w systemie elektroenergetycznym.

Krótkie przerwy w zasilaniu (za pomocą wskaźnika MAIFI) monitorują: Finlandia, Francja, Węgry, UK i Włochy<sup>15</sup>.

### **Zapady i wzrosty napięcia**

Za niedoskonałości normy EN 50160 w zakresie zapadów (także wzrostów napięcia) można uznać:

- *zbyt krótki minimalny czas trwania zapadu.* Obecnie jest to 10 ms. Zgodnie z charakterystyką CBEMA/ITIC zapad o czasie trwania 10 ms praktycznie nie ma negatywnego wpływu na sprzęt.
- *maksymalny czas trwania zapadu.* Obecnie jest to 60 s, co jest niekonsekwencją względem krótkiej przerwy w zasilaniu liczonej do 3 min.
- *nieprecyzyjność ilościowej oceny.* Zgodnie z normą „... w normalnych warunkach pracy oczekiwana w ciągu roku liczba zapadów napięcia może wynosić od kilkudziesięciu do jednego tysiąca. Większość zapadów napięcia charakteryzuje się czasem trwania krótszym niż 1 sekunda i głębokością mniejszą niż 60%. Jednakże rzadko mogą wystąpić również zapady głębsze i o dłuższym czasie trwania. Na pewnych obszarach mogą występować bardzo często zapady napięcia o głębokości między 10% a 15%  $U_c$ , jako

---

<sup>14</sup> Wg EN 50160 „Czas trwania około 70 % krótkich przerw w zasilaniu może być mniejszy niż jedna sekunda”. W kilku krajach np. Włochy i Francja, przerwy o czasie trwania poniżej 1s są liczone oddzielnie.

<sup>15</sup> We Francji operatorzy systemów rozdzielczych w raporcie dla regulatora określają jaki procent odbiorców miał 0-5 przerw w ciągu roku, 5-10 itd. We Włoszech raport jest także oparte na klasach, jednakże dotyczą one długich przerw w zasilaniu.

W rozporządzeniu [27] wprowadzono rozróżnienie przerw w zależności od czasu ich trwania (ograniczany jest tylko czas łączny w ciągu roku trwania przerw długich (3 min-12h) i bardzo długich (12h-24h); rozróżniono mikroprzerwy (mniej niż 1s) oraz przerwy krótkie (1s-3min). Równocześnie brak w polskich przepisach definicji przerwy.





następstwo łączenia odbiorników w instalacjach odbiorców”. Taka informacja nie ma żadnej wartości użytkowej dla odbiorców przy oszacowaniu kosztów skutków zaburzenia lub projektowaniu systemu ochrony.

W Europie brak obecnie regulacji w zakresie zapadów. Powszechnie uważa się, że regulacje w odniesieniu do tego zaburzenia powinny przyjmować taką samą formę jak względem krótkich przerw, czyli ograniczeniu powinna podlegać liczba zdarzeń w ciągu roku uzależniona od głębokości zapadu.

### Wahania napięcia<sup>16</sup>

W zakresie postanowień normy EN 50160 zwraca się uwagę na następujące aspekty:

- o wobec ogromnej różnorodności innych źródeł światła, które w różny sposób reagują na zmiany napięcia, kwestionuje się oparcie działania miernika migotania na żarówce 60W
- o w zakresie dopuszczalnych poziomów można zaobserwować dwie tendencje. Pierwsza zmierzająca do ich zaostżenia (Norwegia, Tabela 3.3-3.) i druga zmierzająca do ich liberalizacji (Niemcy).

Tabela 3.3-3. Wartości graniczne wahań napięcia przyjęte w Norwegii dla PWP

Wskaźnik	$0,23 \leq U_N \leq 35 \text{ kV}$	$35 \text{ kV} < U_N$	Przedział czasu
$P_{ST}$	1,2	1,0	95% tygodnia
$P_{LT}$	1,0	0,8	100% tygodnia

W nowej opracowywanej wersji normy EN 50160: 2008 wprowadzono bardzo ważną zmianę. Umożliwia ona na poziomie SN i WN uwzględnienie współczynników tłumienia wahań przy przejściu zaburzenia pomiędzy różnymi poziomami napięcia tak, aby na poziomie nN współczynniki wahań nie przekroczyły wartości 1.

### Odształcenie

Dopuszczalne wartości harmoniczných rekomendowane w roboczej wersji normy EN 50160: 2008 na poziomie WN są generalnie większe niż w polskim Rozporządzeniu Systemowym.

---

<sup>16</sup> Operator systemu WN potrzebuje najczęściej indeksy zgodne z normą IEC 1000-3-6/7, które są percentylami 99 % (nie 95 %) (np.  $P_{st}$  i  $P_{lt}$ ). Przyrząd pomiarowy powinien umożliwiać uzyskanie takich danych. Ten rodzaj mierników nie jest powszechnie dostępny na rynku.





## Asymetria napięć

Norma EN 50160: 2008 zaleca jako wartość graniczną 2% na wszystkich poziomach napięcia (także w sieciach WN).

W Tabeli 3.3-4. przedstawiono przykładowo stosowane w Europie na poziomie WN strategię postępowania w zakresie regulacji jakości napięcia, w trzech kategoriach: metody pośrednie (instalowanie przyrządów), minimalny standard jakości i mechanizm bodźcowy.

Tabela 3.3-4. Przykładowe metody regulacyjne stosowane w Europie na poziomie WN

Metoda	Zastosowanie do jakości napięcia	Cel
Pośrednia	Monitorowanie jakości napięcia poprzez opracowanie dużych programów pomiarowych	Rozwój systemów monitoringu
Normy	Indywidualne (gwarantowane) standardy jakości oparte o normę EN E50160	Zabezpieczenie interesu grup odbiorców
Schemat bodźcowy	Nie stosowane	Zapewnienie średnich poziomów napięcia

## 3.4 Ekstremalnie niesprzyjające warunki pogodowe

### 3.4.1 Ogólne zasady postępowania ze zdarzeniami wyjątkowymi w systemie elektroenergetycznym

W większości krajów europejskich stosowane jest pojęcie zdarzeń ekstremalnych. Część z tych pojęć odnosi się do ekstremalnie niesprzyjających warunków pogodowych. Generalnie jednak, interpretacja zdarzeń ekstremalnych w kontekście niezawodności dostaw energii elektrycznej jest dosyć zróżnicowana w poszczególnych krajach europejskich.

W dwóch krajach: Republice Czeskiej i Finlandii nie stosuje się w ogóle pojęcia wydarzeń wyjątkowych lub podobnych, odnoszących się do sytuacji wyjątkowego traktowania w krajowych regulacjach zdarzeń dotyczących jakości i niezawodności dostaw. W pozostałych krajach europejskich zdarzenia związane z systemem elektroenergetycznym mające nadzwyczajny charakter definiowane są niejednolicie i mogą odnosić się zarówno do przyczyn jak i skutków zjawisk ekstremalnych. Spotyka się następujące określenia takich zdarzeń :

- zdarzenia wyjątkowe / sytuacje nadzwyczajne
- siła wyższa



- sytuacje kryzysowe
- masowa skala zdarzeń/zdarzenia rozległe
- sytuacje zagrożenia bezpieczeństwa
- stany zagrożenia bezpieczeństwa energetycznego

W przypadku siły wyższej, definicja jest dziedziczona z prawa cywilnego. W przypadku Polski będą to zdarzenia które spełniają równocześnie trzy poniższe kryteria: działanie zewnętrzne (niezależne od podmiotu - spoza sieci elektroenergetycznej), którego nie sposób było przewidzieć i któremu nie można było zapobiegać lub przeciwdziałać. W krajach objętych Raportem Benchmarkingowym do tego typu zdarzeń zalicza się :

1. Zdarzenia techniczne
  - a. zapaść systemu,
  - b. niezbilansowanie systemu (generacji i zużycia energii),
  - c. sytuacje kryzysowe uzasadniające interwencję operatora, występujące w nieprzewidzianych bądź nadzwyczajnych sytuacjach.
2. Zdarzenia spowodowane zjawiskami atmosferycznymi lub innymi
  - a. klęski żywiołowe,
  - b. warunki pogodowe cięższe od standardowych uwzględnianych podczas projektowania systemu.
3. Zdarzenia związane z działalnością ludzką
  - a. ataki terrorystyczne oraz inne zdarzenia „klasyfikowane” - określane przez krajowe urzędy regulacji (NRA) na potrzeby wyznaczania wskaźników ciągłości pracy systemu,
  - b. strajki z przyczyn zewnętrznych,
  - c. incydentalne i niekontrolowane szkody spowodowane przez stronę trzecią (pożary, eksplozje, wypadki lotnicze itp.),
  - d. umyślne zniszczenia (w wyniku wojny, zamieszek, terroryzmu),
  - e. akty władzy, zarządzenia władz publicznych,
  - f. zdarzenia w których zasilanie musi zostać przerwane z powodu bezpieczeństwa osób i mienia.

W części krajów europejskich definicja zdarzeń wyjątkowych jest związana z ich wpływem na pracę systemu elektroenergetycznego. Można tu przytoczyć przykłady zdarzeń wyjątkowych, których wyznacznikiem jest:



- rozległość awarii (np. jednoczesna utrata zasilania przez więcej niż 100 tys. odbiorców końcowych),
- prawdopodobieństwo określonego wystąpienia zjawiska klimatycznego na rozważanym obszarze (np. mniejsze niż raz na dwadzieścia lat), określone na podstawie danych meteorologicznych.

Estonia, Węgry oraz Wielka Brytania klasyfikują zdarzenia wyjątkowe zarówno pod względem przyczyny wystąpienia jak i siły wpływu na pracę systemu.

W Estonii za zdarzenie wyjątkowe uznawana jest przerwa w dostawie spowodowana przyczyną o długotrwałym charakterze działania i której operator sieci nie jest w stanie przewidzieć (na przykład klęską żywiołową, huraganowym wiatrem lub gołoledzią które przekraczają normy projektowe, wojną). Dostawa energii elektrycznej musi być wznowiona nie później niż po 3 dniach od momentu ustania przyczyny zdarzenia.

Na Węgrzech jako minimalny gwarantowany standard stosuje się klasyfikację zdarzeń wyjątkowych uznawanych w przypadku, gdy jednocześnie spełnione są dwa warunki: utrata zasilania obejmuje więcej niż 50 tys. odbiorców oraz zdarzenie dotyczy jednej z przyczyn sklasyfikowanej przez regulatora jako uzasadniająca uznanie zdarzenia za nadzwyczajne.

W Wielkiej Brytanii, zdarzenia wyjątkowe dzielone są na dwie kategorie: wywołane czynnikami pogodowymi oraz pozostałymi czynnikami. Za zdarzenia wyjątkowe z powodu ciężkich warunków pogodowych w sieciach wysokich napięć uznaje się te, przy których liczba awarii przekracza ośmiokrotność średniej dobowej. Zdarzenia wyjątkowe wywołane czynnikami pozapogodowymi rejestrowane są jeśli z przyczyn niezależnych od operatora systemu dystrybucyjnego zasilanie traci więcej niż 25 tys. odbiorców i/lub wskaźnik CML (customer-minutes lost ) przekracza 2 mln.

W Norwegii funkcjonują dwa pojęcia: sytuacje nadzwyczajne oraz stany zagrożenia bezpieczeństwa energetycznego. Sytuacje nadzwyczajne klasyfikowane są w każdym indywidualnym przypadku - nie obowiązuje jedna uniwersalna definicja. Sytuacje zagrożenia bezpieczeństwa energetycznego zwykle związane są z zagrożeniem bilansowania systemu elektroenergetycznego.

Część krajów stosuje podejście statystyczne dla identyfikacji zdarzeń atmosferycznych wykraczających poza normatywne warunki projektowania i eksploatacji systemu elektroenergetycznego. Wiąże się to z koniecznością utrzymywania bazy danych gromadzącej skorelowane informacje o zdarzeniach klimatycznych oraz jakości dostaw energii elektrycznej.



Zakwalifikowanie incydentu jako zdarzenie nadzwyczajne/wyjątkowe, ma znaczenie podczas analizy danych o ciągłości dostaw energii, jeśli skutki wyjątkowych wydarzeń wpływają na statystyki ciągłości i niezawodności dostaw. Poszczególne kraje stosują zróżnicowane podejście, zdarzenia wyjątkowe są bądź nie są uwzględniane w statystykach ciągłości zasilania. W tabeli 3.4-1 zestawiono między innymi zróżnicowanie terminologii wykorzystywanych w różnych krajach, stosowane definicje oraz podmioty odpowiedzialne za klasyfikację zdarzeń. Tabela wskazuje, że obserwowane w krajach europejskich zróżnicowane podejście do klasyfikacji różnego rodzaju zdarzeń nadzwyczajnych w regulacjach dotyczących jakości dostaw energii elektrycznej zależne jest od szczególnych cech środowiska każdego z krajów, warunków pogodowych i charakterystyki systemu elektroenergetycznego, w tym charakterystyki źródeł generacji.

Generalnie, klasyfikacja zdarzeń jest wykonywana przez operatorów systemów przesyłowego (OSP) i/lub dystrybucyjnego (OSD) lub przez urząd regulacji (NRA). Jednak z uwagi na charakter tych wydarzeń oraz istniejącą asymetrię w dostępie do informacji pomiędzy operatorami sieci i urzędem regulacji, często konieczny jest bezpośredni lub pośredni udział innych podmiotów w wyjaśnianiu i ustalaniu wyjątkowości każdego ze zdarzeń.

Operator sieci jest podmiotem odpowiedzialnym za zarządzanie majątkiem sieciowym, z czego wynika, że jest on podmiotem, który musi udowodnić zasadność klasyfikacji zdarzenia jako wyjątkowego.

### **3.4.2 Zakres uwzględniania zdarzeń wyjątkowych w statystykach ciągłości zasilania**

Zróżnicowanie pojęcia zdarzeń nadzwyczajnych/wyjątkowych w poszczególnych krajach odzwierciedla indywidualne cechy sektora elektroenergetycznego każdego z krajów. Zróżnicowanie klimatu przekłada się na wpływ warunków pogodowych na funkcjonowanie systemu. Aby interpretować i porównywać wskaźniki ciągłości zasilania w różnych krajach, należy brać pod uwagę w jaki sposób zdarzenia wyjątkowe są uwzględniane w statystykach przerw w zasilaniu, jak zdarzenia wyjątkowe wpływają na liczbę przerw doświadczanych przez klientów oraz jakie są w każdym z krajów obowiązki operatorów sieci.

W tabeli 3.4-2 zamieszczono między innymi informacje dotyczące, w jakim zakresie skutki zjawisk ekstremalnych są uwzględniane w statystykach ciągłości zasilania. W zależności o kraju, skutki takich zdarzeń bywają:



- ujmowane w statystykach ciągłości zasilania - na równi ze wszystkimi innymi przerwami w dostawach energii,
- całkowicie pomijane,
- ujmowane w niezależnych statystykach ciągłości zasilania.

Wskaźniki ciągłości dostaw niosą informacje na temat wydajności sieci w punktach dostarczania. Jeśli wszystkie przerwy są uwzględnione przy obliczaniu wskaźników, wówczas będą odzwierciedlać rzeczywisty poziom ciągłości dostaw, odczuwany przez odbiorców, a tym samym będą istotne dla oceny wpływu zdarzeń wyjątkowych/siły wyższej w ocenie ciągłości dostaw.

### **3.4.3 Zdarzenia wyjątkowe a wypłaty rekompensat**

Rozwiązania stosowane w poszczególnych krajach UE, dotyczące świadczeń odszkodowawczych, różnią się pomiędzy sobą. Zróżnicowane są czasy braku zasilania, powyżej których odbiorcom końcowym wypłacane są odszkodowania oraz wysokości odszkodowań w zależności od typu odbiorcy. Na wysokość odszkodowań mogą mieć wpływ okoliczności powstania przerw w zasilaniu (np. spowodowane ekstremalnymi warunkami pogodowymi).

Tabela 3.4-1 prezentuje dwa przykłady postępowania ze zdarzeniami wyjątkowymi w przyjętych normach określających maksymalny roczny okres przerw długich (ujęcie zdarzeń wyjątkowych w normach ciągłości zasilania stosowanych we Włoszech oraz Wielkiej Brytanii).

Tabela 3.4-1 Przykłady rozwiązań dotyczących świadczeń odszkodowawczych za przerwy w zasilaniu spowodowane zdarzeniami nadzwyczajnymi

Kraj	Warunki wypłaty odszkodowań	Wysokość odszkodowań	Wykluczenia i wyjątki
Włochy	<p>Normalny dopuszczalny czas przerw w zasilaniu nie jest zróżnicowany ze względu na przyczynę awarii (warunki normalne lub ekstremalne), i wynosi :</p> <p><b>Niskie napięcie</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Obszary gęsto zaludnione: 8 h</li> <li>• Obszary o średniej gęstości zaludnienia: 12 h</li> <li>• Obszary o niskiej gęstości zaludnienia: 16 h</li> </ul> <p><b>Średnie napięcie</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Obszary gęsto zaludnione - 4 h</li> <li>• Obszary o średniej gęstości zaludnienia: 6 h</li> <li>• Obszary o niskiej gęstości zaludnienia: 8 h</li> </ul>	<p>Wysokość odszkodowań zależy od</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• rodzaju klienta (krajowy lub zagraniczny)</li> <li>• zainstalowanej mocy</li> <li>• poziomu napięcia oraz</li> <li>• czasu trwania przerw w dostawach.</li> </ul> <p>Kary za przekroczenie norm zasilają fundusz celowy, z którego wypacane są odszkodowania za przerwy katastrofalne</p>	<p>ewakuacja ludności (np po trzęsieniu ziemi)</p>
Wielka Brytania	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Normalne warunki pogodowe - do 18 godzin</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• krajowi odbiorcy £50</li> <li>• odbiorcy zagraniczni £100</li> <li>• dodatkowo £25 za każde kolejne 12 godzin, maksymalnie £200 (niezależnie od typu odbiorcy)</li> </ul>	<p>Czas jest rejestrowany od chwili powzięcia przez OSD informacji o awarii. Przy określaniu długości przerwy w zasilaniu nie jest wliczany czas w którym warunki bezpieczeństwa nie pozwalają ekipom remontowym na prowadzeniu prac.</p> <p>Odszkodowania nie są wypłacane, gdy pozbawienie dostaw dotyczy powyżej 500.000 odbiorców na obszarze działania OSD</p> <p>Wyspy: Orkady, Szetlandy i Highlands</p> <p>Wykluczone są czynniki pozapogodowe</p>
	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Średnio rozległe zdarzenia - do 24 godziny</li> <li>• Rozległe zdarzenia - do 48 godzin</li> <li>• Bardzo rozległe zdarzenia - powyżej 48 godzin</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• niezależnie od typu odbiorcy - £25</li> <li>• dodatkowo £25 za każde kolejne 12 godzin, maksymalnie £200</li> </ul>	

Operator sieci jest zawsze odpowiedzialny za kwestie techniczne i ekonomiczne usuwania skutków zdarzeń wyjątkowych. Przesłanka ta przekłada się na procedury przyjęte we wszystkich krajach.

W Estonii, gdy przerwa w dostawie energii elektrycznej spowodowana jest zdarzeniem długotrwałym, którego operator systemu nie był w stanie przewidzieć (np. klęska żywiołowa, silne wiatry lub gołoledź przekraczającą normy projektowe, wojna itp.), zdarzenie to zgłaszane jest jako zdarzenie nadzwyczajne. Taka klasyfikacja nie zwalnia jednak



operatora systemu z obowiązku podjęcia wszelkich działań w celu przywrócenia zasilania w ciągu 3 dni od ustania zdarzenia. Jeżeli okres 3 dni zostanie przekroczony, operator sieci płaci odbiorcom odszkodowanie, które nie może być ujmowane jako uzasadniony koszt prowadzenia działalności.

We Włoszech, wszystkie rekompensaty, których nie pokrywają przedsiębiorstwa dystrybucyjne, wypłacane są ze specjalnie utworzonego na ten cel Funduszu. Fundusz jest tworzony ze składek wnoszonych przez odbiorców i przedsiębiorstwa dystrybucyjne podlegające regulacji. Odbiorcy dokonują wpłat poprzez składnik stawki taryfowej. Spółki dystrybucyjne wnoszą płatności do funduszu w wysokości wynikającej z liczby odbiorców na niskim napięciu, dla których czas trwania przerw w dostawie energii elektrycznej w poprzednim roku przekroczył 8 godzin.

Przedsiębiorstwo dystrybucyjne otrzymuje zwrot z Funduszu jeśli ma miejsce jedna z okoliczności:

- w przypadku przerw następujących w trakcie tzw. „okresów wyjątkowych” lub spowodowanych działaniem siły wyższej (w tym ostatnim przypadku, tylko wtedy, gdy uszkodzeniu uległ element sieci i przedsiębiorstwo dystrybucyjne dowiedzie, że zaistniałe warunki przekroczyły założenia projektowe);
- za okres czasu zwany „zawieszeniem zegara”, gdy „zegar” liczący czas trwania przerwy w dostawie zostaje zatrzymany ponieważ przedsiębiorstwo dystrybucyjne uzna, iż warunki bezpieczeństwa nie pozwalają ekipom remontowym prowadzić prac koniecznych do przywrócenia zasilania;
- za okres przerw spowodowanych przyczynami zewnętrznymi (uszkodzenia spowodowane przez stronę trzecią, przerwy w dostawie spowodowane przez odbiorców).

#### **3.4.4 Instrumenty wykorzystywane w celu minimalizacji częstości występowania oraz skutków zdarzeń wyjątkowych.**

Operatorzy sieci powinni podejmować działania w celu zmniejszenia wpływu skutków zdarzeń nadzwyczajnych na wydajność i funkcjonowanie sieci. Do najczęściej stosowanych środków zaradczych należą plany awaryjne oraz umowy ubezpieczeniowe.

Można wskazać dwa poziomy, na których opracowywane są plany: plan operatora sieci oraz krajowy plan.

We Francji plan awaryjny operatora sieci uwzględnia wpływ zdarzeń wyjątkowych na pracę sieci i jego celem jest zmniejszenie czasu przerw, tak aby zminimalizować ilość energii





niedostarczonej i zminimalizować liczbę odbiorców, których dotyczą zakłócenia w dostawach. Plan awaryjny zawiera zestaw procedur nadzwyczajnych obejmujących zakresem infrastrukturę sieciową, logistykę, planowanie współpracy między operatorami (wymiana informacji i sprzętu). W planie zakłada się przywrócenie normalnej pracy sieci w czasie nie dłuższym niż 5 dni. Po każdym istotnym zdarzeniu wywołanym przez ekstremalne warunki klimatyczne OSD/OSP przekazują opinię do właściwego ministerstwa. Umożliwia to dokonanie przeglądu przepisów technicznych. Wprowadzane zmiany w normach mają zastosowanie do nowych elementów sieci. Dla istniejących elementów ustala się program modernizacji. Program ten pozwala na przeprowadzenie inwentaryzacji oraz określenie wymaganych zmian w sieci w celu spełnienia nowych norm. Na przykład, po huraganie w 1999 r., w celu wzmocnienia sieci na wypadek kolejnych tego typu zdarzeń o podobnej sile, opracowano plan modernizacji zabezpieczeń mechanicznych. Plan był finansowany przy pomocy środków zebranych w ciągu 15 lat poprzez system opłat taryfowych za korzystanie z systemu, na łączną kwotę blisko 100 mln euro.

W przypadku niemieckiego systemu krajowy plan awaryjny nie istnieje - istnienie planów w spółkach dystrybucyjnych, zależy od ich wielkości.

W niektórych innych krajach, obowiązek sporządzania planów awaryjnych wynika z obowiązujących aktów prawnych. Taka sytuacja ma miejsce w Luksemburgu. Sporządzanie planów krajowego oraz operatorów jest przewidziane przez prawo.

We Włoszech spółki dystrybucyjne muszą przygotowywać plany awaryjne na wypadek wystąpienia zdarzeń nadzwyczajnych, zgodnie z wytycznymi ustalonymi przez krajowy organ normalizacji w elektroenergetyce na wniosek urzędu regulacji. Celem tego planu jest minimalizacja czasu trwania przerw w dostawach energii elektrycznej powstałych w wyniku zdarzeń nadzwyczajnych oraz ograniczenie ich zasięgu terytorialnego.

W przypadku większości krajów europejskich krajowy plan awaryjny związany jest z szerzej rozumianym bezpieczeństwem, dlatego w jego tworzenie zaangażowani są nie tylko operatorzy sieciowi, ale także szereg krajowych instytucji odpowiedzialnych za bezpieczeństwo. Rozdzielenie planów awaryjnych operatorów sieci i krajowych planów ma swoje uzasadnienie w postaci zróżnicowania zdarzeń nadzwyczajnych branych pod uwagę podczas ich opracowywania.

Plany awaryjne sporządzane przez przedsiębiorstwa dystrybucyjne w krajach UE koncentrują się na działaniach, które należy podjąć aby zapobiegać lub minimalizować skutki zdarzeń nadzwyczajnych. Do tego typu działań można zaliczyć gromadzenie materiałów i





części zapasowych, inwestycje w rezerwowe źródła zasilania, uzgodnienia dotyczące współpracy pomiędzy operatorami w zakresie przeciwdziałania i minimalizowania skutków awarii. Dla przykładu, od 2004 r. portugalski operator systemu przesyłowego posiada "zestaw awaryjnych linii" (do 400 kV), które mogą być szybko zainstalowane na odcinkach długości 6 do 8 km.

Jednym z narzędzi rekomendowanych operatorom sieci po doświadczeniach z rozległymi awariami sieci elektroenergetycznej mającymi miejsce w ostatnich latach jest oprogramowanie symulacyjne DTS (Dispatcher Training Simulator). Ten komputerowy system symulacyjny pracy sieci pozwala na szkolenie dyspozytorów na wypadek sytuacji kryzysowych. Powyższe oprogramowanie jest wykorzystywane przez operatorów sieci przesyłowej w Portugalii, Norwegii, Luksemburgu oraz na Węgrzech. System o podobnej funkcjonalności jest w zaawansowanym stadium realizacji w krajowej dyspozycji mocy Rumunii. We Francji OSP dysponuje programem szkoleniowym w zakresie sytuacji kryzysowych.

Scenariusze stanów zagrożenia bezpieczeństwa energetycznego są rozpatrywane w krajowym planie awaryjnym. Dotyczy to w szczególności średnio i długoterminowych bilansów mocy i energii, zaopatrzenia w paliwa i energię etc.

Przerwy w zasilaniu będące skutkiem zdarzeń wyjątkowych, w zależności od kraju, nie są uwzględnione w statystykach energii niedostarczonej w ogóle, lub traktowane są oddzielnie od zdarzeń „normalnych”.

Poszczególne kraje europejskie różnią się podejściem do zdarzeń nadzwyczajnych, ale na ogół przyjmowane jest założenie, że nie jest możliwym zaprojektowanie systemu elektroenergetycznego, który byłby niewrażliwy na działanie wszelkich możliwych warunków zewnętrznych. Wyjątkowo trudne warunki pogodowe lub inne okoliczności (np. przypadki celowego uszkodzenia sieci – akty wandalizmu, terroryzmu) mogą być przyczyną awarii elementów sieci, nawet jeśli były one prawidłowo zaprojektowane z zastosowaniem odpowiednich marginesów bezpieczeństwa. Awarie takie są często traktowane jako będące poza kontrolą operatora sieci. Czynniki pogodowe, których występowanie daje opisać się w sposób statystyczny<sup>17</sup>, nie powinny być traktowane jako wyjątkowe wydarzenia. Na przykład śnieżyce nie są wyjątkowym zdarzeniem w Szwecji, ale mogą być w ten sposób postrzegane

---

<sup>17</sup> Daje się obserwować powtarzalność zjawisk określonego typu na określonym obszarze w długim horyzoncie czasu.



w południowej Grecji, za to nie jest niczym niezwykłym w Grecji bardzo wysoka temperatura, utrzymująca się w dłuższych okresach czasu. Jednakże ponadnormatywna częstość występowania określonego zjawiska bywa traktowana jako zjawisko wyjątkowe. W niektórych krajach za zdarzenie wyjątkowe uznaje się sytuację, gdy w krótkim przedziale czasowym czynniki zewnętrzne są przyczyną awarii dużej ilości elementów sieci. W takim przypadku „normalny” poziom redundancji w systemie zwykle jest daleko niewystarczający. Liczba ekip naprawczych nie jest wystarczająca do równoczesnego przeprowadzenia napraw dużej ilości elementów sieci uszkodzonych w krótkim okresie czasu. Dzieje się tak zwykle w przypadku ekstremalnych warunków pogodowych, takich jak huragany. Jednocześnie występujące silne wiatry, obfite opady śniegu, powódź, wyładowania atmosferyczne lub inne ekstremalne warunki pogodowe, sprawiają, że bieżące dokonywanie napraw staje się niemożliwe.

### **3.4.5 Porównanie krajów europejskich w zakresie postępowania z ze zdarzeniami wyjątkowymi w systemie elektroenergetycznym**

Poniżej zestawiono informacje na temat pojęć stosowanych w różnych krajach europejskich w odniesieniu do ekstremalnych warunków pogodowych i innych zdarzeń nadzwyczajnych. W tabeli 3.4-2 dla różnych krajów europejskich przedstawiono, jak definiowane są różnego rodzaju zdarzenia nadzwyczajne, informacje o podmiocie, który klasyfikuje zaistniałe sytuacje jako zdarzenia wyjątkowe oraz czy zdarzenia te są uwidocznione w statystykach ciągłości dostaw i czy są one wyłączone z obowiązku odszkodowania. Zebrane dane wskazują, że występuje duża różnorodność w podejściu i stosowanych pojęciach zdarzeń nadzwyczajnych a ewentualna harmonizacja wydaje się trudna do zrealizowania. Brak harmonizacji w odniesieniu do zdarzeń nadzwyczajnych ma istotny wpływ na możliwości porównywania danych o ciągłości dostaw energii między różnymi krajami. Z uwagi na to, że nie jest możliwe, aby zneutralizować skutki tych różnic pomiędzy krajami, uznano za istotne przeanalizować w jaki sposób traktowane są zdarzenia wyjątkowe w statystykach ciągłości dostaw energii poszczególnych krajów. Również zwrócono uwagę na niektóre praktyki podejmowane na poziomie krajowym w celu zminimalizowania skutków zdarzeń nadzwyczajnych.

Tabela 3.4-2 Zdarzenia uznawane za wyjątkowe w poszczególnych krajach UE

Kraj	Pojęcie	Opis i zakres zdarzenia	Podmiot klasyfikujący zdarzenia wyjątkowe	Sposób ujęcia zdarzeń wyjątkowych w statystykach ciągłości zasilania	Rekompensaty i wyłączenia odpowiedzialności
Austria	Kłęski żywiołowe	Kłęska żywiołowa ma miejsce wówczas gdy sytuację kryzysową ogłaszają władze lokalne i/lub rząd federalny bądź regionalny podejmuje środki mające na celu zapewnienie wsparcia finansowego (np. fundusze katastrofalne). W takich przypadkach konieczny jest szczegółowy opis kłęski żywiołowej skutkującej awarią i zakłóceniami pracy sieci elektrycznej.	Władze lokalne (grupa zarządzania kryzysowego), takie jak burmistrz i / lub rząd federalny lub regionalny	Wskaźniki ciągłości zasilania publikowane są: • Sumarycznie - zdarzenia ekstremalne wliczane do statystyk dodatkowo • określane są wartości wskaźników dla zdarzeń ekstremalnych.	Nie stosuje się rekompensat
Belgia (Bruksela)	Siła wyższa, sytuacja kryzysowa jako rezultat działania siły wyższej				
Belgia (Flamandia)	Siła wyższa, sytuacja kryzysowa jako rezultat działania siły wyższej				
Belgia (federacja)	Siła wyższa	Siła wyższa w rozumieniu prawa cywilnego <sup>(18)</sup> . Umowa przesyłowa definiuje pojęcie siły wyższej, w następujący sposób: wszystkie racjonalnie nieprzewidziane sytuacje, występujące po zawarciu niniejszej umowy i nie spowodowane przez jedną ze stron, które uniemożliwiają tymczasowo lub trwale wywiązanie się z zobowiązań umowy. Przypadki zadziałania siły wyższej m.in. w sytuacjach kryzysowych, określono w	Strony umowy przesyłowej	Zdarzenia spowodowane działaniem siły wyższej nie są wyróżniane w statystykach	W przypadku sytuacji kryzysowej bądź siły wyższej zawiesza się obowiązek dotrzymywania zobowiązań wynikających z umowy

<sup>18</sup> nie posiada szczegółowej definicji prawnej

Kraj	Pojęcie	Opis i zakres zdarzenia	Podmiot klasyfikujący zdarzenia wyjątkowe	Sposób ujęcia zdarzeń wyjątkowych w statystykach ciągłości zasilania	Rekompensaty i wyłączenia odpowiedzialności
Belgia (Walonia)	Siła wyższa	Szczegółowa lista zdarzeń kwalifikowanych jako zdarzenia ekstremalne : 1. klęska żywiołowa, 2. awaria komputerów z powodów innych niż wysłuzenie sprzętu lub brak odpowiedzialnej obsługi systemu (w tym wirusy komputerowe) 3. skutki wymiany energii z innym obszarami kontroli (systemami elektroenergetycznymi) dla których tożsamość uczestników rynku odpowiedzialnych za tą wymianę nie jest znana 4. spory zbiorowe (strajki) 5. wybuchu jądrowy, chemiczny bądź ich skutki; 6. Skutki działań terrorystycznych, aktów wandalizmu, uszkodzenia w wyniku działań przestępczych itp. (pożary, eksplozje, sabotaż), 7. ogłoszony bądź faktyczny stan wojny, groźba wojny, agresji zbrojnej, konfliktu zbrojnego, blokady, rewolucji lub powstania, 8. akty władzy (działania rządu)	Rząd (w niektórych przypadkach listę zdarzeń wyjątkowych określa urząd regulacji).	Wskaźnik SAIDI kalkulowany jest zarówno z uwzględnieniem jak i bez uwzględnienia zdarzeń wyjątkowych na poziomie operatora systemu dystrybucyjnego	
Czechy	Nie stosuje się żadnej definicji zdarzeń wyjątkowych				
Estonia	Zdarzenia ekstremalne	Przez zdarzenie ekstremalne rozumie się takie, które powodują bardzo długie przerwy w dostawie energii elektrycznej (np. klęski żywiołowe, huraganowe wiatry, sady)		Przerwy w dostawach spowodowane sytuacjami ekstremalnymi objęte są oddzielnymi statystykami	Zdarzenia ekstremalne zwalniają z obowiązku wypłaty rekompensat za nie dostarczenie energii



Kraj	Pojęcie	Opis i zakres zdarzenia	Podmiot klasyfikujący zdarzenia wyjątkowe	Sposób ujęcia zdarzeń wyjątkowych w statystykach ciągłości zasilania	Rekompensaty i wyłączenia odpowiedzialności
Finlandia	Nie stosuje się żadnej definicji zdarzeń wyjątkowych				Nie stosuje się rekompensat
Francja	Siła wyższa, zdarzenia ekstremalne	O uznaniu zdarzenia za ekstremalne decyduje : 1. Zasięg zdarzenia (równoczesna utrata zasilania przez 100 tys. odbiorców końcowych), lub 2. Częstość wystąpienia tego typu zjawisk klimatycznych na danym obszarze - rzadsze niż raz na 20 lat (określana w oparciu o dane meteorologiczne)	Operator systemu przesyłowego (OSP) i operator systemu dystrybucyjnego (OSD)	Wskaźniki ciągłości zasilania publikowane są zarówno z uwzględnieniem jak i bez uwzględnienia zdarzeń ekstremalnych	Wystąpienie siły wyższej znosi odpowiedzialność odszkodowawczą. W pozostałych przypadkach (dot. bardzo długich wyłączeń powyżej 6 godzin) przewidują 2% zniżkę za każdy 6-cio godzinny okres wyłączeń
Niemcy	Siła wyższa	Zgodnie z orzecznictwem, siła wyższa to wydarzenie spełniające wszystkie z poniższych kryteriów : 1. spowodowane czynnikami zewnętrznymi (w wyniku działania sił natury lub osób trzecich) 2. które nie dało się przewidzieć w oparciu o przyjęte normy lub praktyki, 3. któremu nie można zapobiec lub przeciwdziałać skutkom przy pomocy ekonomicznie uzasadnionych środków <sup>(19)</sup> zastosowanych z najwyższą starannością. Siła wyższa nie ogranicza się tylko do klęsk żywiołowych o charakterze wyjątkowym, obejmuje również strajki, prawne i urzędowe nakazy, ataki terrorystyczne i wojny.	Sądy, Urząd Regulacji (NRA). W przypadku gdy OSD twierdzi, że przyczyną przerwy w dostawie energii była siła wyższa, zobowiązany jest udostępnić szczegółowe dane Urzędowi Regulacji, który je weryfikuje.	Urząd Regulacji oblicza wskaźniki ciągłości zasilania zarówno z uwzględnieniem jak i bez uwzględnienia zdarzeń wyjątkowych	Nie stosuje się rekompensat

<sup>19</sup> Środki zapobiegania lub przeciwdziałania skutkom nie mogą być postrzegane jako możliwe do zaakceptowania przez firmę ze względu na częstość występowania zdarzenia.

Kraj	Pojęcie	Opis i zakres zdarzenia	Podmiot klasyfikujący zdarzenia wyjątkowe	Sposób ujęcia zdarzeń wyjątkowych w statystykach ciągłości zasilania	Rekompensaty i wyłączenia odpowiedzialności
Węgry	Siła wyższa	Równoczesne wystąpienie dwóch przesłanek : 1. Wystąpienie jednej z poniższych przyczyn awarii : utrata stabilności napięciowej, ataki terrorystyczne oraz "inne zdarzenia" określone przez Urząd Regulacji (monitorowanych w ramach wskaźników ciągłości pracy systemu) 2. brak zasilania objęt co najmniej 50 tys. odbiorców	OSD zgodnie z przyjętymi zasadami, a w przypadkach "innych zdarzeń" Urząd Regulacji	Obowiązuje 3-letni okres uśredniania wszystkich przerw w dostawie energii elektrycznej <sup>(20)</sup> .	W przypadku zgłoszenia przez OSD następstw zdarzenia spowodowanego siłą wyższą, Urząd Regulacji może zwolnić przedsiębiorstwo od odpowiedzialności, jeśli spełnione są ustalone kryteria oraz utrata zasilania objęła co najmniej 50 tys. odbiorców
Włochy	Okresy czasu w których występują warunki nadzwyczajne	Decyzja bazuje na badaniach danych statystycznych o awariach rejestrowanych przez przedsiębiorstwa dystrybucyjne. Algorytm obliczeniowy dla analizowanego roku identyfikuje wartość progową zdarzeń wyjątkowych w funkcji średniej liczby awarii w okresach 6-godzinnych, określonej dla 3 lat poprzedzających dany rok.	OSD stosuje zasady i statystyczny algorytm określony przez Urząd Regulacji. Urząd nie weryfikuje i nie zatwierdza każdego zgłoszonego zdarzenia wyjątkowego ale może przeprowadzać kontrole ex post.	Publikowane są statystyki uwzględniające oraz bez uwzględnienia zdarzeń nadzwyczajnych.	Rekompensaty za nie dostarczoną energię w warunkach nadzwyczajnych są wypłacane z funduszu tworzonego w oparciu o kary za nie dostarczenie energii w warunkach normalnych.
Luksemburg	Siła wyższa	Szerzej stosowane pojęcie siły wyższej rozumianej jako ogół nieprzewidywalnych zdarzeń o charakterze zewnętrznym, którym nie jest w stanie przeciwdziałać przy pomocy uzasadnionych środków.	Sądy, Urząd Regulacji (NRA) - w ramach procedury zatwierdzania kontraktów	Przerwy w zasilaniu spowodowane siłą wyższą są traktowane na równi z innymi przerwami w zasilaniu.	Nie stosuje się specjalnego systemu rekompensat

<sup>20</sup> Raport uwzględnia wszystkie zdarzenia z danego roku oraz trzyletnią średnią ruchomą wyznaczoną dla tego typu wydarzeń.



Kraj	Pojęcie	Opis i zakres zdarzenia	Podmiot klasyfikujący zdarzenia wyjątkowe	Sposób ujęcia zdarzeń wyjątkowych w statystykach ciągłości zasilania	Rekompensaty i wyłączenia odpowiedzialności
Holandia	Siła wyższa (lub zdarzenie ekstremalne)	Zdarzenia, które są poza kontrolą operatora system i zdarzają się na tyle rzadko, że nieuzasadnionym jest (ekonomicznie) branie ich pod uwagę przy projektowaniu systemu (np. trzęsienia ziemi, duże powodzie <sup>(21)</sup> , wojny). Zwykle odnosi się do zdarzeń, które skutkują wyjątkowo rozległymi awariami elementów systemu oraz znaczną liczbą odbiorców pozbawionych zasilania a usuwanie awarii trwa znacznie dłużej niż zwykle.	Operator systemu przesyłowego (OSP) lub dystrybucyjnego (OSD) powinien udowodnić działanie siły wyższej w oparciu o sporządzoną ekspertyzę	Nie są prowadzone oddzielne statystyki z uwzględnieniem i bez uwzględnienia zdarzeń wyjątkowych, niemniej zdarzenia wyjątkowe nie są ujmowane przy wyznaczaniu wskaźnika SAIDI.	
	Zagrożenie bezpieczeństwa energetycznego	Wyłączenia wybranych odbiorców (load shedding) w celu utrzymania integralności systemu elektroenergetycznego w warunkach niewystarczających dostaw energii elektrycznej, niezbalansowania popytu, utraty stabilności napięciowej etc.	Urząd Regulacji (NRA)		
	Sytuacje nadzwyczajne	Klasyfikowane w każdym indywidualnym przypadku	OSP i OSD		Siła wyższa i sytuacje zagrożenia bezpieczeństwa energetycznego generalnie nie
Norwegia	Zagrożenie bezpieczeństwa energetycznego	Zazwyczaj związane z brakiem zbilansowania systemu	Urząd Regulacji (NRA) po konsultacjach z operatorem systemu przesyłowego (OSP)	Wskaźniki zgłaszane są z uwzględnieniem wszystkich zakłóceń w dostawach energii elektrycznej, nawet jeśli zostały zaliczone do kategorii sytuacji nadzwyczajnych lub zagrożenia bezpieczeństwa.	Przedsiębiorstw Energetycznych z odpowiedzialności odszkodowawczej. Jednakże w każdym indywidualnym przypadku mogą one występować do Urzędu Regulacji o wyłączenie z obowiązków płacenia rekompensat

<sup>21</sup> W treści raportu benchmarkingowego przywołany jest przykład powodzi jako zjawiska o charakterze siły wyższej, co w przypadku Holandii wydaje się nieuzasadnione.



Kraj	Pojęcie	Opis i zakres zdarzenia	Podmiot klasyfikujący zdarzenia wyjątkowe	Sposób ujęcia zdarzeń wyjątkowych w statystykach ciągłości zasilania	Rekompensaty i wyłączenia odpowiedzialności
Polska	Siła wyższa	Siła wyższa – zdarzenie nagłe, nieprzewidywalne i niezależne od woli stron, uniemożliwiające w całości lub części wywiązanie się ze zobowiązań umownych, na stałe lub na pewien czas, którego skutkiem nie można zapobiec, ani przeciwdziałać przy zachowaniu należytej staranności. Przejawami siły wyższej są w szczególności: klęski żywiołowe, w tym pożar, powódź, susza, trzęsienie ziemi, huragan, sadz, akty władzy państwowej, w tym stan wojenny, stan wyjątkowy, embarga, blokady, itp. działania wojenne, akty sabotażu, akty terroryzmu; strajki powszechne lub inne niepokoje społeczne, w tym publiczne demonstracje, lokauty Definicja ta jest umieszczona w Instrukcji Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej.	Operator systemu przesyłowego (OSP) i systemu dystrybucyjnego (OSD). Kwestie sporne rozstrzygają sądy powszechne.	Wskaźniki ciągłości zasilania począwszy od roku 2009 zgłaszane są oddzielnie bez uwzględnienia i z uwzględnieniem zdarzeń wyjątkowych	Wystąpienie siły wyższej zwalnia od odpowiedzialności odszkodowawczej
	Siła wyższa	Jednocześnie zdarzenie nieprzewidywalne, nieuchronne, spowodowane czynnikiem zewnętrznym.	Operator systemu przesyłowego (OSP) i systemu dystrybucyjnego (OSD). Każde zakłócenie w dostawie energii elektrycznej, dla którego wskaźnik END (Energy Not Distributed) jest wyższy od 50 MWh (w przypadku terytoriów zamorskich obowiązują inne limity) musi być zgłoszone do Urzędu Regulacji (NRA)	Operator systemu przesyłowego (OSP) i systemu dystrybucyjnego (OSD) publikują wskaźniki zarówno z uwzględnieniem jak i bez uwzględnienia zdarzeń ekstremalnych.	wylączone z obowiązku rekompensat są wszystkie zakłócenia w dostawie energii elektrycznej uzasadnione wystąpieniem siły wyższej, uzasadnione dobrem publicznym, pracami konserwacyjnymi, względami bezpieczeństwa, umową z odbiorcą.
Portugalia	Stan zagrożenia bezpieczeństwa.	Dostawa jest przerywana ze względu na bezpieczeństwo osób lub majątku	Ministerstwo Handlu Przemysłu i Rolnictwa	Wskaźniki ciągłości zasilania publikowane są zarówno z uwzględnieniem jak i bez uwzględnienia zdarzeń wyjątkowych.	Wystąpienie siły wyższej zwalnia z odpowiedzialności odszkodowawczej.
Rumunia	Siła wyższa	Zdarzenia znajdujące się poza kontrolą podmiotu (strajki, wojna, embargo, zamieszki, trzęsienia ziemi, pożary, powodzie i inne klęski żywiołowe), potwierdzone przez właściwy organ władzy			



Kraj	Pojęcie	Opis i zakres zdarzenia	Podmiot klasyfikujący zdarzenia wyjątkowe	Sposób ujęcia zdarzeń wyjątkowych w statystykach ciągłości zasilania	Rekompensaty i wyłączenia odpowiedzialności
Słowenia	Siła wyższa	Zdarzenia przekraczające standardowe warunki dla których jest projektowana sieć elektroenergetyczna	Urząd Regulacji (NRA)	Począwszy od 2008 roku publikowane są wskaźniki SAIDI/SAIFI	Nie stosuje się rekompensat
Hiszpania	Siła wyższa	Wszelkie nadzwyczajne zjawiska atmosferyczne (wykraczające poza statystycznie występujące), które wykraczają poza ramy ustalone Dekretem Królewskim 300/2004. Zdarzenie nie może być sklasyfikowane jako siła wyższa jeśli na danym obszarze geograficznym dostępne dane statystyczne wskazują iż jest to zjawisko normalne.	Zdarzenia zatwierdzone przez właściwe władze, rząd, rząd regionalnego lub krajowego lub Jednostki obrony cywilnej.	Publikowane są dane z uwzględnieniem oraz bez uwzględnienia zakłóceń w dostawach (w podziale na zdarzenia wywołane siłą wyższą oraz inne przyczyny)	Siła wyższa znosi odpowiedzialność odszkodowawczą.
Szwecja	Zdarzenie wyjątkowe	Zdarzenia na które operator systemu dystrybucyjnego nie ma wpływu. Nie odnosi się to do sieci o napięciu powyżej 220 kV	Operator sieci. Odbiorca może odwołać się od decyzji do sądu.	Zdarzenia wyjątkowe nie są wydzielane w statystykach	Odbiorcy otrzymują rekompensaty automatycznie jeśli operator systemu dystrybucyjnego miał wpływ na zakłócenie w dostawach. Ma zastosowanie do sieci o napięciu poniżej 220kV.
Wielka Brytania	Zdarzenie wyjątkowe	Związane z pogodą – jeśli liczba awarii przekracza ośmiokrotność średniej dobowej w sieciach wysokich napięć Nie związane z pogodą – zdarzenia na które operator sieci dystrybucyjnej (DNO) nie ma wpływu, skutkujące utratą zasilania więcej niż 25 tys. odbiorców i/lub wskaźnikiem CML (customer minutes lost) powyżej 2 mln minut.	O zaliczenia zdarzenia do kategorii wyjątkowych decyduje Urząd Regulacji (NRA). Operator sieci musi złożyć wniosek o wszczęcie procedury zaliczenia zdarzenia do wyjątkowych.	Wskaźniki ciągłości zasilania publikowane są zarówno z uwzględnieniem jak i bez uwzględnienia zdarzeń wyjątkowych.	Odpowiedzialność może być zniesiona w niektórych przypadkach, zależnie od przyczyny i jeśli skutki są mierzalne.



## **4 Opis kwestionariuszy badawczych**

Kwestionariusze badawcze opracowane zostały dla czterech obszarów badań: jakość handlowa, ciągłość dostaw, jakość napięcia, ekstremalnie niesprzyjające warunki pogodowe. Opracowując kwestionariusze szczególną uwagę zwrócono na formułowanie zapytań w sposób zapewniający ich jednoznaczność. W celu zapewnienia jak największej wiarygodności danych uzyskanych poprzez badanie przeprowadzono walidację opracowanych kwestionariuszy przez specjalistę ds. badań rynku oraz zrealizowano szkolenie dla wszystkich osób wytypowanych do wypełniania kwestionariuszy przez firmy objęte badaniem. Poniżej zamieszczono opis kwestionariuszy dla poszczególnych obszarów badawczych.

### **4.1 Jakość handlowa**

W Polsce obowiązek określenia standardów jakości obsługi klientów nakłada Ustawa Prawo Energetyczne z dnia 10 kwietnia 1997 roku (Dz.U. z 2006 r. Nr 89, poz. 625 z późniejszymi zmianami, art. 9. Ust 3 i 4), zwana dalej USTWĄ. Na podstawie powyższej delegacji Minister Gospodarki wydał Rozporządzenie Ministra Gospodarki z dnia 4 maja 2007 roku w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu elektroenergetycznego zwanego dalej Rozporządzeniem Systemowym, gdzie w rozdziale 10 określone zostały parametry jakościowe energii elektrycznej i standardy jakościowe obsługi odbiorców oraz sposób załatwiania reklamacji. W opracowanych ankietach dla obszaru badawczego „Jakość Handlowa” przygotowano głównie zapytania dotyczące wartości, które pozwolą również na analizy procentowe.

#### **4.1.1 Grupa standardów dotyczących obsługi odbiorców, zapytań, skarg i reklamacji**

W celu zbadania dochowania i uszczegółowienia tych standardów opracowano tabele 1.1 do 5.2 w kwestionariuszu obszaru badawczego 1 „Jakość Handlowa”. Odpowiedzi na zadane pytania w tej grupie pozwolą na porównanie sposobu obsługi odbiorców przez różnych operatorów. Tabele badawcze zawierają pytania:

1. liczba odbiorców,



2. liczba centrów (biur) obsługi odbiorców w których obsługiwani są odbiorcy przyłączeni do sieci OSD,
3. liczba wizyt w centrach (biurach) obsługi odbiorców w roku,
4. średni czas oczekiwania w na obsługę w centrach (biurach) obsługi odbiorców,
5. średni czas obsługi w centrach (biurach) obsługi odbiorców,
6. liczba stanowisk obsługi odbiorców,
7. liczba pracowników bezpośrednio zaangażowanych do obsługi odbiorców,
8. liczba miejsc kasowych w centrach (biurach) obsługi odbiorców,
9. liczba stanowisk obsługi odbiorców w zakresie obsługi umów sprzedaży energii, usług dystrybucyjnych lub umów kompleksowych,
10. liczba stanowisk obsługi odbiorców (w zakresie obsługi bilingowej),
11. czy odbiorca ma możliwość umówienia się na spotkanie (obsługę) na określoną godzinę?
12. liczba odbiorców oczekujących na obsługę w centrach (biurach) obsługi odbiorców mniej niż 20 minut,
13. czy w firmie funkcjonuje system „call center” ?
14. liczba rozmów telefonicznych w centrach (biurach) obsługi odbiorców w roku,
15. procent spraw załatwionych podczas jednego kontaktu telefonicznego,
16. przeciętny czas obsługi telefonicznej odbiorcy w centrach (biurach) obsługi odbiorców,
17. przeciętny czas oczekiwania na połączenie telefoniczne z konsultantem w centrach (biurach) obsługi odbiorców,
18. liczba korespondencji listowej od odbiorców rocznie (dotyczy całego spektrum zagadnień relacji z odbiorcą),
19. średni czas odpowiedzi na pytania dotyczące dostawy energii elektrycznej,
20. średni czas odpowiedzi na pisemne pytanie odbiorców dotyczące rozliczenia za energię elektryczną,
21. proszę podać stosowaną w Pani/Pana firmie definicję SKARGI ODBIORCÓW,
22. proszę podać stosowaną w Pani/Pana firmie definicję REKLAMACJI,
23. liczba skarg/reklamacji odbiorców,
24. liczba uznanych skarg/reklamacji odbiorców,
25. liczba skarg/reklamacji na jakość usługi świadczonej przez OSD,
26. liczba skarg/reklamacji odbiorców zgłoszonych do regulatora,



27. liczba skarg/reklamacji odbiorców uznanych przez regulatora jako zasadne,
28. średni czas wysłania odpowiedzi na pisemną skargę/reklamację odbiorcy (w dniach),
29. liczba przychodzących e-maili w roku (dotyczy całego spektrum zagadnień relacji z odbiorcą),
30. średni czas udzielenia odpowiedzi na e-maile od odbiorców (w dniach),

#### **4.1.2 Grupa standardów dotyczących pomiarów energii i rozliczeń**

W celu zbadania dochowania i uszczegółowienia tych standardów opracowano tabele 6.1 do 6.6 oraz 9.2 w kwestionariuszu obszaru badawczego 1. Tabele zawierają pytania:

1. liczba liczników odczytywanych przez OSD na napięciu WN i SN,
2. liczba odczytów liczników na napięciu WN i SN dokonanych przez OSD,
3. liczba liczników odczytywanych przez OSD na napięciu nN,
4. liczba odczytów liczników na napięciu nN dokonanych przez OSD,
5. liczba wykonywanych rocznie odczytów licznika sieci nN przez odbiorców,
6. średni czas, w którym firma dokonuje sprawdzenia układu pomiarowego na wniosek odbiorcy,
7. liczba faktur kompleksowych wystawianych rocznie w tym procent szacowanych faktur,
8. liczba faktur tylko za usługę dystrybucji wystawianych rocznie,
9. liczba korygowanych faktur rocznie,
10. średni czas korygowania błędnie wystawionej faktury w przypadku, gdy odbiorca już zapłacił niewłaściwą kwotę,
11. średni czas wznowienia dostawy po wstrzymaniu dostawy za długi liczony od dokonania zapłaty (wpływ na konto przedsiębiorstwa, zapłata w kasie) do przywrócenia napięcia.

#### **4.1.3 Grupa standardów dotyczących przyłączenia do sieci**

Ponieważ standardy powinny obejmować cały proces od wniosku odbiorcy o przyłączenie do sieci do rozpoczęcia dostawy, zaproponowano zakres badawczy określony w tabelach 8.1-8.3 obszaru badawczego 1. Tabele te zawierają następujące pytania:

1. średni czas od złożenia wniosku do uzyskania warunków przyłączenia do sieci nN,
2. średni czas realizacji umowy o przyłączenia do sieci nN,



3. średni czas założenia licznika i rozpoczęcia dostawy po zawarciu umowy dystrybucyjnej i umowy sprzedaży lub umowy kompleksowej odbiorcy przyłączonego do sieci nN.

#### **4.1.4 Grupa standardów dotyczących przerw w dostawie energii i jakości napięcia**

W celu zbadania dochowania i uszczegółowienia tych standardów opracowano tabele 9.1 i 9.3 do 9.5 w obszarze badawczym 1. W tabelach zawarto pytania:

1. średni czas wznowienia dostawy po awarii liczony od momentu powzięcia informacji o awarii od czasu przywrócenia napięcia do odbiorcy,
2. procent odbiorców, których powiadomiono w czasie krótszym niż przewiduje Rozporządzenie Systemowe [27] o planowanej przerwie,
3. procent odbiorców oczekujących na przywrócenie dostawy energii powstałej w wyniku awarii krócej niż 4 godziny,
4. średni czas wznowienia dostawy po ustaniu przyczyn wstrzymania inny niż długi (np. nielegalny pobór, zagrożenie życia itp. zgodnie z art. 6 Ustawy) liczony od ustania przyczyny do wznowienia dostawy.

## **4.2 Ciągłość dostaw**

Wydane na podstawie obowiązującej ustawy Prawo Energetyczne z dnia 10 kwietnia 1997 roku (Dz.U. z 2006 r. Nr 89, poz. 625 z późniejszymi zmianami) „Rozporządzenie Ministra Gospodarki w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu energetycznego” z dnia 4 maja 2007 (Dz.U.2007r Nr93, poz.623) określa w rozdziale 10 standardy ciągłości dostaw energii elektrycznej. W paragrafie 40 wprowadzono podział przerw na planowane i nieplanowane oraz ich klasyfikację ze względu na czas trwania. Zapis Rozporządzenia Systemowego ogranicza też dla odbiorców IV i V grupy dopuszczalny czas trwania jednorazowej przerwy oraz sumę czasów trwania wszystkich przerw długich i bardzo długich zarówno planowanych jak i nieplanowanych w roku. W paragrafie 41 rozporządzenia jw. regulator rynku nakłada na operatorów systemu przesyłowego i systemów dystrybucyjnych obowiązek publikowania do 31 marca każdego roku wskaźników ciągłości dostaw energii za rok poprzedni.

Operator systemu przesyłowego obowiązany jest do publikacji wskaźników:

- ENS – energia niedostarczona,



- AIT – średni czas trwania przerw,

dla każdego poziomu napięcia sieci przesyłowej oddzielnie oraz wskaźników:

- SAIDI – przeciętnego systemowego czasu trwania przerw długich i bardzo długich,
- SAIFI – przeciętnej systemowej częstości przerw długich i bardzo długich

wyznaczonych oddzielnie dla przerw planowanych i nieplanowanych z uwzględnieniem przerw katastrofalnych oraz bez tych przerw.

Operator systemu dystrybucyjnego obowiązany jest do podania do publicznej wiadomości wskaźników:

- SAIDI – przeciętny systemowy czas trwania przerw długich i bardzo długich,
- SAIFI – przeciętna systemowa częstość przerw długich i bardzo długich, wyznaczonych oddzielnie dla przerw planowanych i nieplanowanych z uwzględnieniem przerw katastrofalnych oraz bez uwzględnienia tych przerw oraz wskaźnika
- MAIFI – przeciętna częstość przerw krótkich (oraz liczbę obsługiwanych odbiorców przyjętą do wyznaczania wskaźnika).

Zapisy powyższego Rozporządzenia Systemowego obowiązujące od połowy 2007 roku oraz praktyka benchmarkingowa innych krajów europejskich były podstawą prowadzonych badań ankietowych. Kwestionariusz ankietowy ciągłości zasilania zawiera informacje i pytania dotyczące trzech grup zagadnień. W celu ujednolicenia pozyskiwanych danych pierwsza część kwestionariusza zawiera informacje dotyczące pojęć, określeń i definicji wykorzystanych w ankiecie, sposobu ich normalizacji i wyznaczania oraz pytania o przyjęte przez operatora podziały obszarowe. Następna obszerna grupa pytań kwestionariusza dotyczy ogólnych informacji o systemie elektroenergetycznym oraz sposobu pozyskiwania danych o ciągłości zasilania, praktyki zawieranych umów i informacji operatora o skutkach przerw dla zasilanych odbiorców. W tej części znajdują się pytania ogólne o liczbę odbiorców, wielkość mocy, obciążeń oraz długości linii na poszczególnych poziomach napięcia i pytania szczegółowe dotyczące ilości wyłączeń i odbiorców o różnym czasie trwania z podziałem na awaryjne i planowe. Pytania w tej części są bardziej szczegółowe niż wynika to z obowiązujących przepisów i mają na celu dostarczenie informacji statystycznych o charakterze sieci na obszarze działania operatora, statystycznej skuteczności usuwania awarii jak również sposobu i zakresu gromadzonych informacji o wpływie nieciągłości zasilania na odbiorców. Kolejna część kwestionariusza zawiera tabele z wymaganymi przepisami wskaźnikami ciągłości zasilania w podziale na poziomy napięcia charakter odbiorców i rodzaj



sieci. Bardziej szczegółowy podział wskaźników przerw ze względu na charakterystyczne obszary sieci, mimo iż nie wymagany obecnie obowiązującymi przepisami zgodny jest z benchmarkingową tendencją obserwowaną w innych krajach i dokładniej opisuje niezawodność dostaw energii umożliwiając tym samym bardziej szczegółowe analizy porównawcze. Brak wymagań przepisów co do gromadzenia danych i wskaźników z bardziej szczegółowym podziałem na charakterystyczne obszary sprawia, że dane takie mogą być nie udostępniane lub nie gromadzone przez wielu operatorów. Wprowadzenie do praktyki operatorskiej takich podziałów ułatwi bardziej rzetelne badania benchmarkingowe w przyszłości i dostarczy dodatkowych informacji regulatorowi rynku o skuteczności działania operatora sieci. Wskaźniki ciągłości zasilania uzyskane od operatorów sieci wraz ze statystycznymi informacjami o sieci elektroenergetycznej i odbiorcach na obszarze działania operatora umożliwią analizy ciągłości dostaw energii zgodne z tendencjami obserwowanymi w innych krajach europejskich.

#### **4.3 Jakość napięcia**

W Polsce podstawowym dokumentem regulującym jakość napięcia jest Rozporządzenie Systemowe (rozdział 10). Podano tam wartości graniczne wskaźników jakości podstawowych zaburzeń napięcia podlegających regulacji – załącznik A. Wymagania rozporządzenia oparte są na postanowieniach normy PN-EN 50160: 2007 [6].

W przedstawionych w dalszej części badaniach ankietowych zadano pytania wynikające głównie z przeprowadzonych dotychczas europejskich badań benchmarkingowych [2, 3, 23, 25] do których dodano grupę pytań, zdaniem autorów niniejszego opracowania, istotnych z punktu widzenia polskiego sektora elektroenergetycznego.

Autorzy mieli świadomość, że w odpowiedzi na niektóre z postawionych pytań mogą nie uzyskać precyzyjnych informacji. Powodem może być brak danych wymaganych do udzielenia odpowiedzi lub ich gromadzenie w formie innej niż wynikająca z sformułowania pytania. Takie przypadki uwidaczniają różnicę pomiędzy praktyką zarządzania stosowaną w polskim firmach sektora elektroenergetycznego i w innych krajach europejskich.

Pytania podzielono na osiem rozdziałów z których każdy dotyczy innych aspektów rozważanego zagadnienia:

1. *stanu wiedzy* w dziedzinie jakości napięcia posiadanej przez pracowników energetyki zawodowej i sposobów jej uaktualniania.





2. *znaczenia problemu*. Pytania dotyczą głównie analizy zaburzeń, których skutki są najbardziej dokuczliwe dla dostawcy energii i jego odbiorców. Rozważano trzynaście zaburzeń wyróżnionych w normie EN E50160. Podjęto także próbę oceny istniejącego Rozporządzenia Systemowego [27].
3. *badania kosztów złej jakości dostawy energii elektrycznej*. Jednym z głównych celów europejskiej deregulacji w sektorze energetycznym była redukcja kosztów ponoszonych przez indywidualnych odbiorców, przy równoczesnej wysokiej jakości świadczonych usług.
4. *procedur przyłączania odbiorców*. Wymagania formułowane wobec nowo przyłączanych odbiorników/instalacji to pierwszy niezwykle ważny etap kontroli jakości napięcia.
5. *istniejącej praktyki*. W tej części pytania dotyczą zbioru mierzonych wskaźników, procedur postępowania w przypadku złej jakości napięcia, sposobu rozwiązywania nieuniknionych sporów pomiędzy dostawcą i odbiorcą energii, struktury organizacyjnej istniejącej po stronie dostawcy, tworzonej w celu rozwiązywania problemów jakości napięcia itp.
6. *wymagań dotyczących przyrządów pomiarowych*, ich klasy, liczby posiadanych mierników, wyników przeprowadzonych pomiarów, konsekwencji wykazanej pomiarowo złej jakości napięcia, wpływu rozproszonych źródeł energii na sieć zasilającą itp.
7. *stosowanych systemów egzekwowania jakości dostawy energii*. W tej części pytania dotyczą głównie indywidualnych umów na dostawę energii elektrycznej i konsekwencji niedotrzymania zawartych w nich gwarancji jakościowych.
8. *rozproszonych systemów monitorowania*. Wiedza o rzeczywistej sytuacji w systemie elektroenergetycznym jest pierwszym krokiem jakichkolwiek działań regulatora w zakresie jakości zasilania. Stąd wynika duża grupa pytań dotyczących istniejących i planowanych systemów monitorowania wskaźników jakości napięcia, uwzględnienia w ich strukturze modułów z opcją pomiaru parametrów jakości istniejących we współczesnych licznikach i rejestratorach oraz istniejącego lub planowanego sposobu udostępniania wyników pomiarów.

Pytania ankietowe miały dwójaki charakter. Część z nich wymagała, w celu udzielenia odpowiedzi, posiadania szczegółowych danych uzyskanych w efekcie pomiarów lub analizy dokumentów będących w posiadaniu dostawcy energii. Druga grupa były to pytania w





odpowiedzi na które jednostka ankietowana wyrażała swoją opinię na podstawie posiadanej wiedzy i doświadczenia.

#### **4.4 Ekstremalnie niesprzyjające warunki pogodowe**

##### **4.4.1 Zdarzenia nadzwyczajne uznawane jako przyczyna niedostarczenia energii**

W celu zbadania zakresu możliwych przyczyn, wynikających zarówno z działania czynników pogodowych i innych, uznawanych za zdarzenia nadzwyczajne/ekstremalne, zmieniające standardowe warunki dostaw energii elektrycznej (zwiększona liczba i/lub czas trwania awaryjnych zdarzeń sieciowych, zniesienie odpowiedzialności za jakość i niezawodność dostaw lub inne zmiany) w kwestionariuszu obszaru badawczego 4 opracowano tabele P1 i P2. W tabelach zawarto pytania dotyczące:

1. wielkości czynnika sprawczego, powyżej którego zjawisko klasyfikowane jest jako ekstremalne,
2. sposobu mierzenia i dokumentowania zjawiska, źródła stosowanych instrukcji,
3. charakteru szkód w systemie elektroenergetycznym oraz innych skutków zdarzenia pozwalających pośrednio ocenić jego natężenie.

##### **4.4.2 Wpływ zdarzeń nadzwyczajnych na poszczególne parametry jakości energii**

W celu zbadania w jakim stopniu ekstremalnie niesprzyjające warunki pogodowe oraz inne zdarzenia katastrofalne, niezależne od operatora przyczyniają się do zakłóceń pracy sieci elektroenergetycznych w tabeli P3 zawarto pytanie o wpływ wyspecyfikowanych, czynników na parametry jakości energii, takie jak:

- przepięcia
- zapady lub wzrosty napięcia,
- przerwy katastrofalne ( $t > 24h$ ),
- bardzo długie przerwy ( $12h < t \leq 24h$ ),
- długie przerwy ( $3min < t \leq 12h$ ),
- krótkie przerwy ( $1s < t \leq 3min$ ),
- przerwy przemijające ( $t \leq 1s$ ),
- wskaźniki obsługi klienta.



#### **4.4.3 Procedury klasyfikacji zdarzeń nadzwyczajnych związanych z ekstremalnymi warunkami pogodowymi lub innymi zdarzeniami zmieniającymi standardowe warunki dostaw energii**

W tabeli pytania P4 kwestionariusza badano procedury klasyfikacji zdarzeń nadzwyczajnych związanych z ekstremalnymi warunkami pogodowymi lub innymi zdarzeniami zmieniającymi standardowe warunki dostawy energii elektrycznej, w szczególności pytania objęły kwestie:

1. na czyj wniosek przeprowadzana jest procedura klasyfikacji zdarzenia jako nadzwyczajnego,
2. kto klasyfikuje/zatwierdza przerwy w dostawie jako wywołane zdarzeniem nadzwyczajnym
3. jakie kryteria są stosowane firmie w trakcie klasyfikacji zdarzeń nadzwyczajnych,
4. czy odbiorcy są informowani o klasyfikacji zdarzenia skutkującego przerwą w dostawie energii elektrycznej,
5. czy w firmie istnieje i jaki ma przebieg procedura odwoławcza od decyzji o zakwalifikowaniu zdarzenia jako nadzwyczajnego, zmieniającego standardowe warunki dostaw energii elektrycznej.

#### **4.4.4 Procedury i środki przeciwdziałania skutkom zdarzeń nadzwyczajnych**

W celu zbadania możliwości operatorów sieci elektroenergetycznych przeciwdziałania skutkom zdarzeń nadzwyczajnych w tabeli P5 zawarto pytania dotyczące:

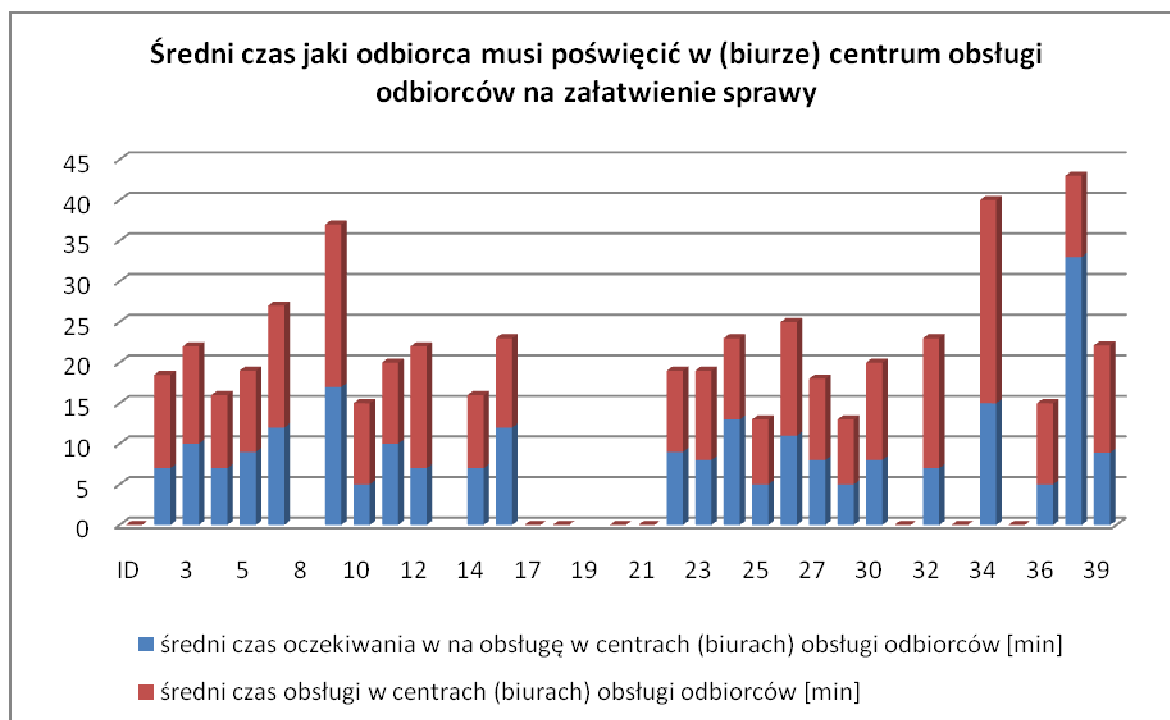
- normatywnej ilości posiadanych środków,
- stosowanych procedur wykorzystania tych środków,
- poziomów napięć jakim dedykowane są posiadane środki i stosowane procedury,
- typów zagrożeń lub ich skutków, jakim mają zapobiegać/przeciwdziałać przewidziane środki i procedury,

## 5 Analiza danych

### 5.1 Jakość handlowa

#### 5.1.1 Grupa standardów dotyczących obsługi odbiorców, zapytań, skarg i reklamacji

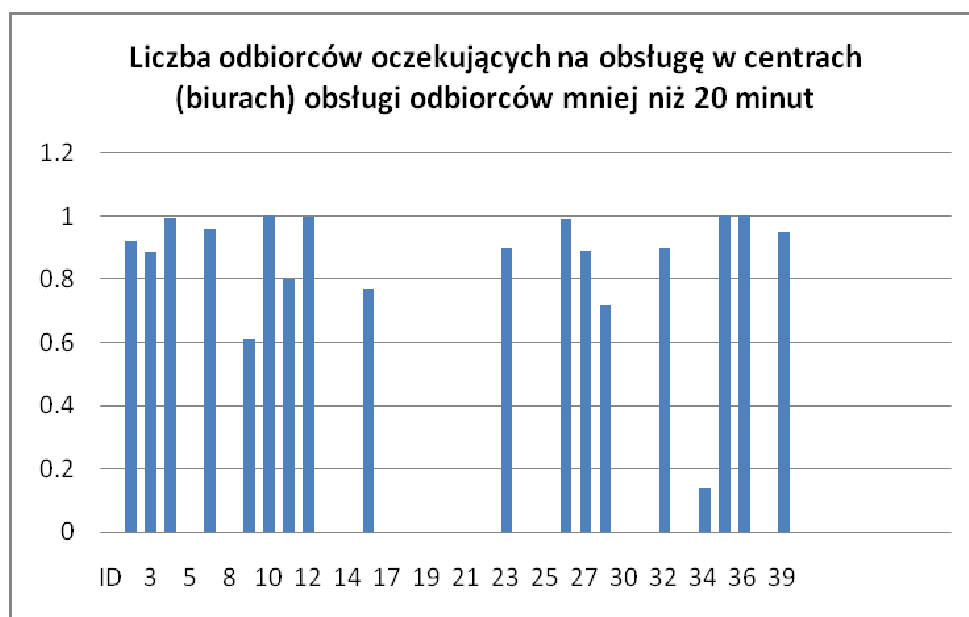
W tej grupie standardów badamy podejście do obsługi odbiorców, w wyniku którego odbiorca odczuwa zainteresowanie się rozwiązaniem jego problemu na styku z przedsiębiorstwem. Dążenie do rozwiązania tych problemów za strony odbiorcy wymaga różnego zaangażowania. Największego w przypadku obsługi bezpośredniej, gdy musi udać się do (biura) centrum obsługi odbiorców. Jednym z badanych parametrów jakości handlowej obsługi odbiorców jest czas jaki odbiorca musi poświęcić w (biurze) centrum obsługi na załatwienie sprawy. Przeciętnie jest to 15 – 20 minut, lecz w niektórych przekracza 40 minut. Jeśli odbiorca oczekuje w kolejce przeciętnie ponad 30 minut to niezadowolenie z jakości obsługi rośnie (Rysunek 5.1-1 podmiot pod nr 38).



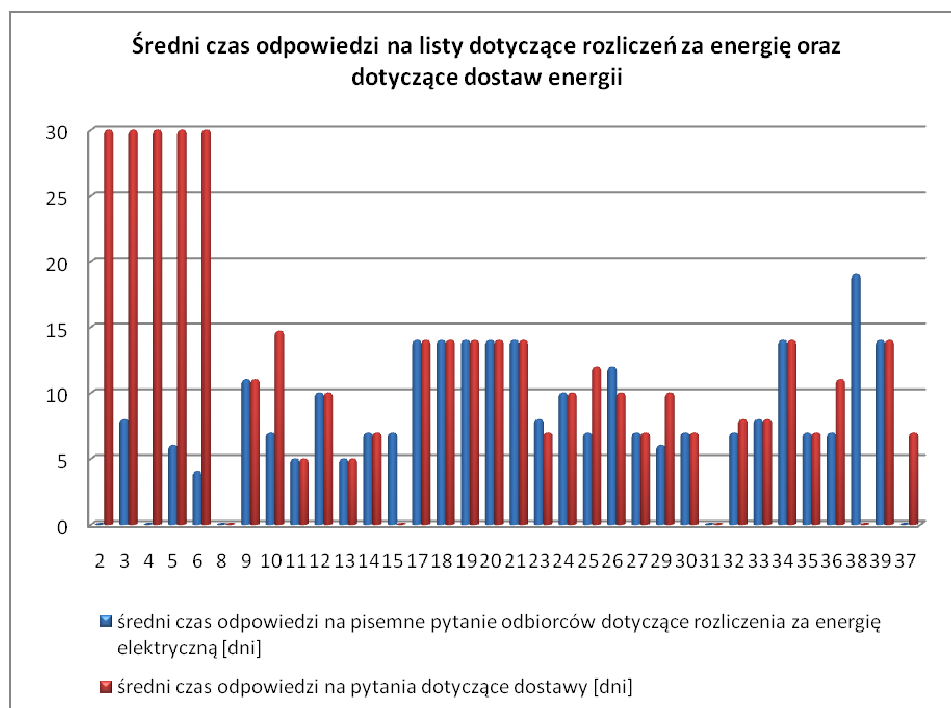
Rysunek 5.1-1 Średni czas jaki odbiorca musi poświęcić w (biurze) centrum obsługi odbiorców na załatwienie sprawy

Innym wskaźnikiem obrazującym sprawność obsługi bezpośredniej jest wskaźnik procentowy klientów oczekujących na obsługę ponad 20 minut. Wskaźniki te przedstawia rysunek 5.1-2. - potwierdza on dane z rysunku 5.1-1. Podmioty oznaczone numerem 9 i 34 znacznie odbiegają od pozostałych. Podmiot oznaczony numerem 38 tego wskaźnika nie

przedstawił. Prawie wszystkie podmioty (poza oznaczonymi numerem 14, 34, 39) deklarują możliwość umówienia się z odbiorcą na określoną godzinę.



Rysunek 5.1-2. Liczba odbiorców oczekujących na obsługę w centrach (biurach) obsługi odbiorców mniej niż 20 minut



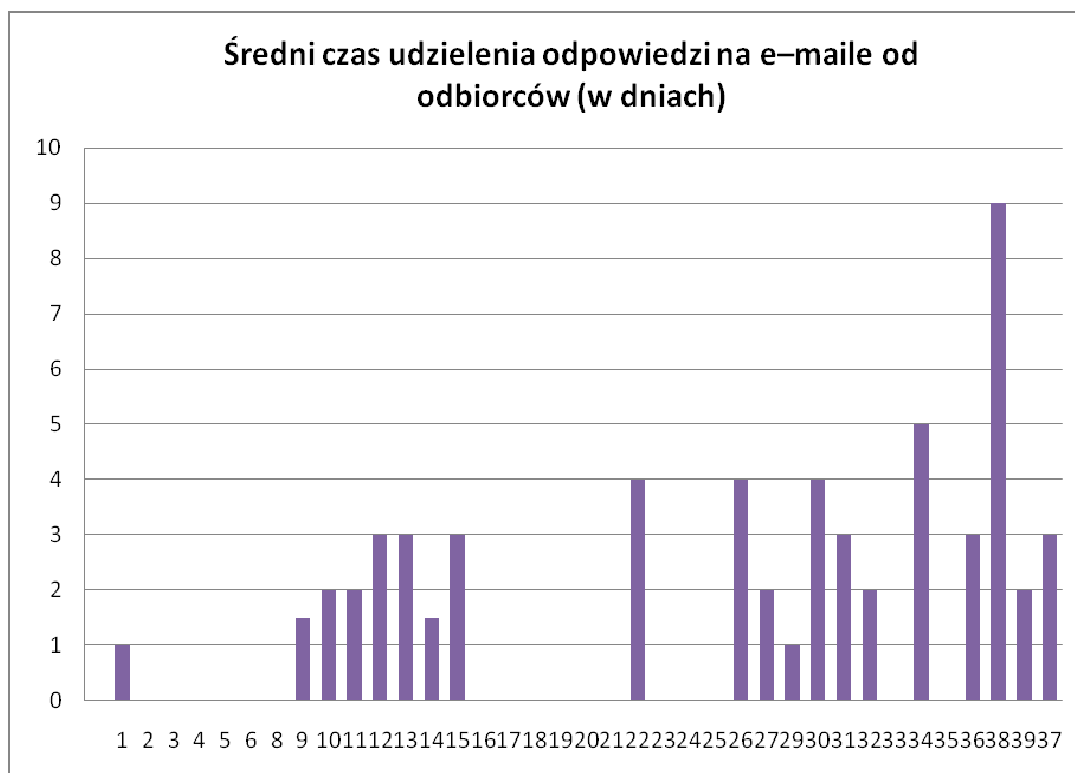
Rysunek 5.1-3. Średni czas odpowiedzi na listy dotyczące rozliczeń za energię oraz dotyczące dostaw energii



Innym sposobem komunikacji z przedsiębiorstwem energetycznym jest korespondencja listowna. Sposób wymagający mniejszego zaangażowania odbiorcy, lecz czas oczekiwania na odpowiedź jest dość długi. Obrazuje to rysunek 5.1-3.

Część podmiotów nie rejestruje czasu odpowiedzi na listy, ale ustanowiło szandardy własne i tych standardów dotrzymuje (podmioty pod numerem 2, 3, 4, 5, 6 – 30 dni a podmioty pod numerem 17, 18, 19, 20, 21, 34 i 39 - 14 dni dla odpowiedzi na pytania dotyczące dostaw energii). Standardy odpowiedzi na pytania dotyczące rozliczeń za energię określa Rozporządzenie Systemowe [27] na poziomie 14 dni. Jak wynika z przedstawionych danych podmiot pod numerem 38 tych standardów nie dotrzymuje.

Coraz więcej zwolenników zdobywa korespondencja elektroniczna. Ten rodzaj wymiany informacji, pozostawiający trwały i łatwo dostępny zapis, może być traktowany na równi z korespondencją papierową. Jednocześnie forma ta zapewnia najszybsze pisemne udzielenie odpowiedzi. Średni czas udzielania informacji drogą elektroniczną przedstawia rysunek 5.1-4.



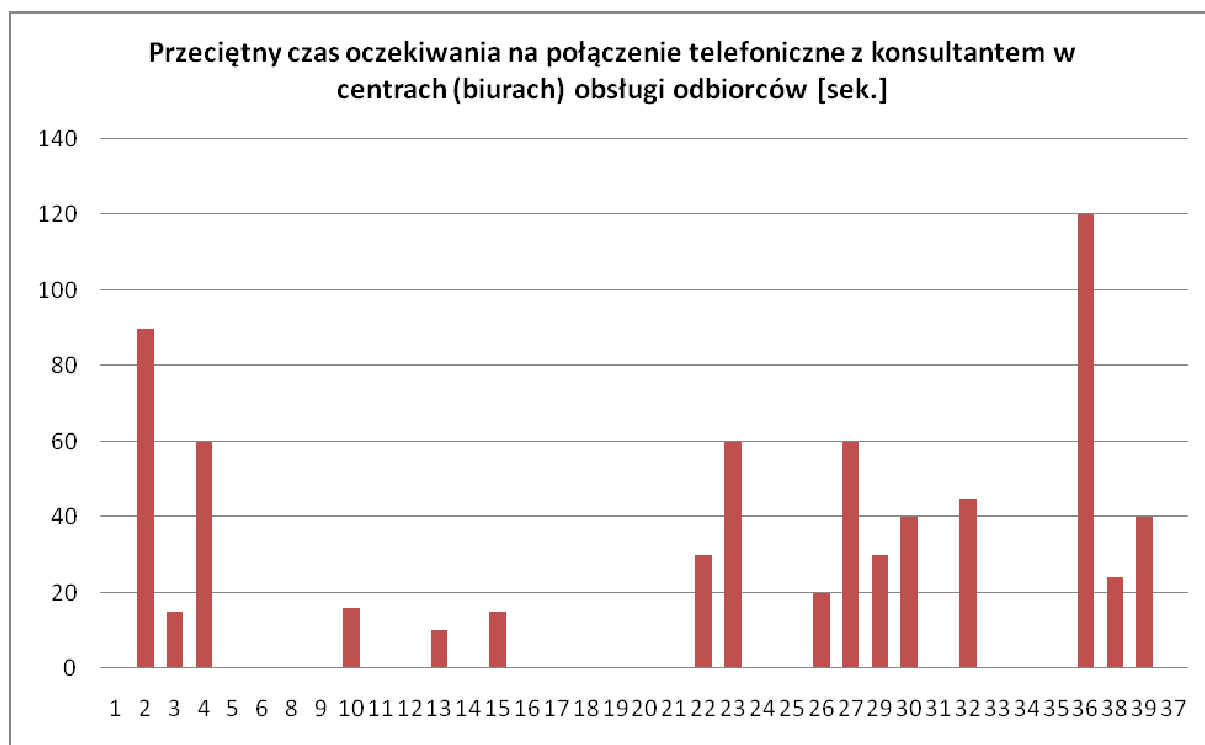
Rysunek 5.1-4. Średni czas udzielania informacji drogą elektroniczną

Jak wynika z uzyskanych danych, odpowiedź w formie elektronicznej odbiorca otrzymuje najczęściej następnego dnia. W innych przypadkach czas odpowiedzi nie



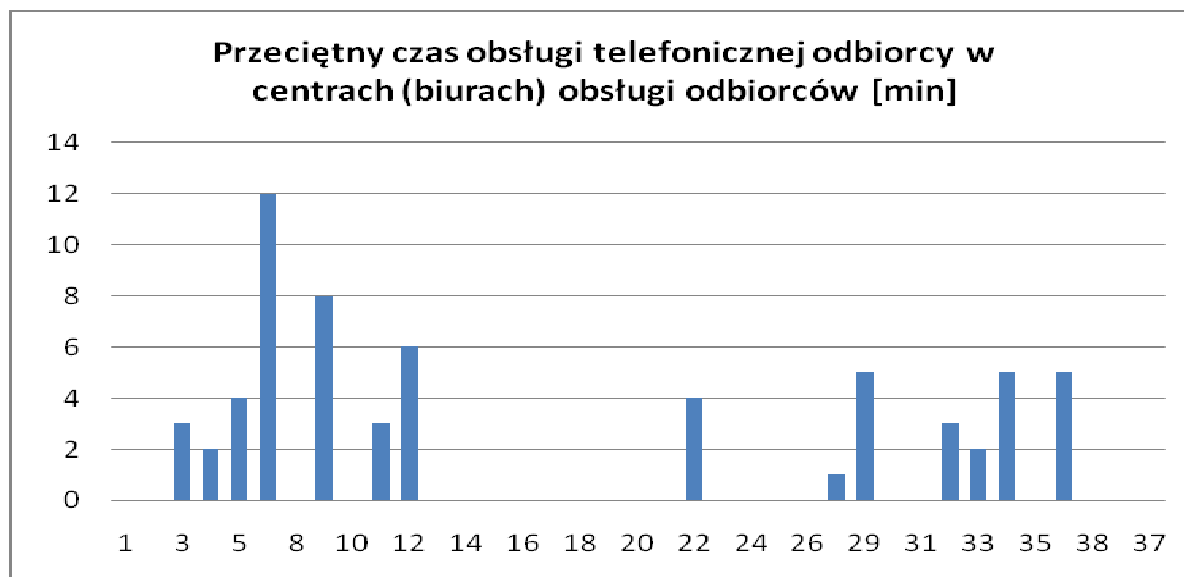
przekracza 5 dni poza podmiotem pod numerem 38, gdzie czas udzielanej odpowiedzi wynosi 9 dni.

Najpopularniejszą formą kontaktu pozostaje łączność telefoniczna ze względu na szybkość i dostępność informacji. Parametry związane z obsługą telefoniczną monitorowane są nie tylko w podmiotach posiadających „call center”. Monitorowany jest czas oczekiwania na połączenie z konsultantem (rysunek 5.1-5), czas trwania rozmowy (rysunek 5.1-6.) oraz liczbę spraw, jakich odbiorca może załatwić przy pierwszym kontakcie (rysunek 5.1-7.).



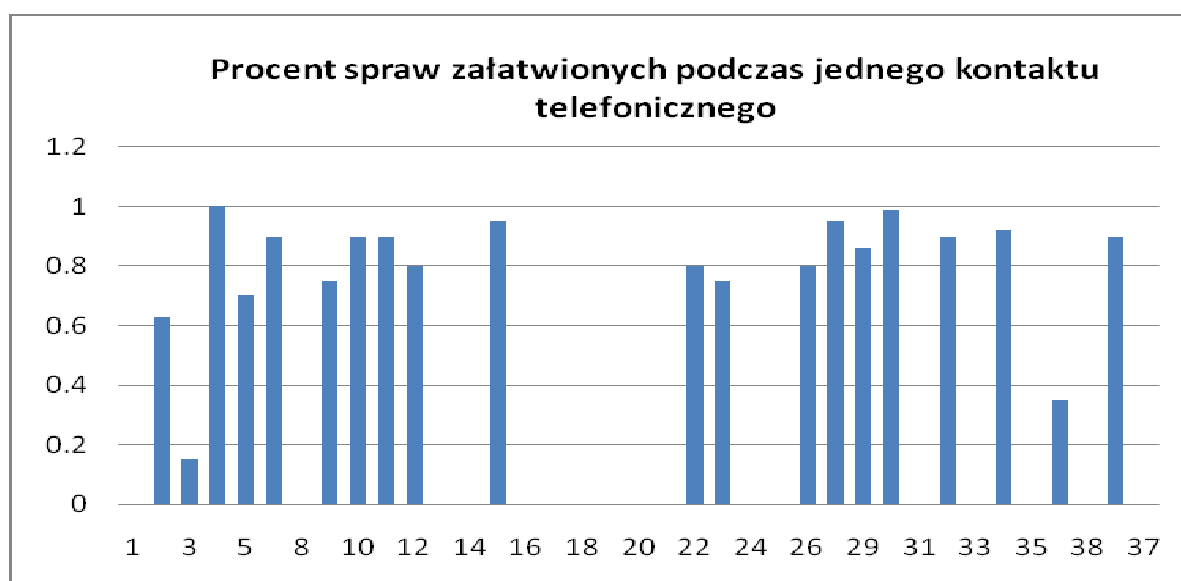
Rysunek 5.1-5. Czas oczekiwania na połączenie z konsultantem

Czas oczekiwania na połączenie z konsultantem powyżej minuty może być odebrany jako zbyt długi. W podmiotach, w których jest wyspecjalizowana obsługa w postaci „call center” czas oczekiwania na połączenie z konsultantem nie przekracza 20 sekund.



Rysunek 5.1-6. Przeciętny czas obsługi telefonicznej odbiorcy w centrach (biurach) obsługi odbiorców

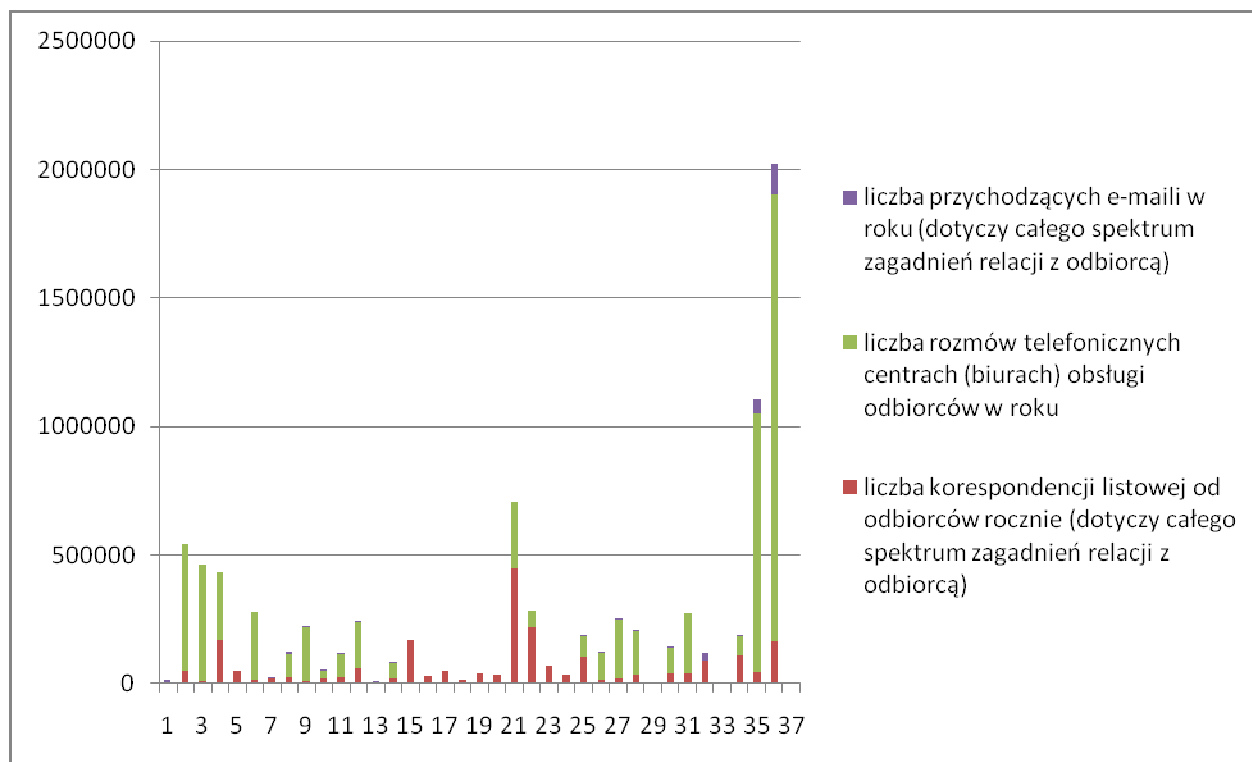
Czas rozmowy z odbiorcą nie powinien być dłuższy niż kilka minut. Przeciętny czas rozmowy sięgający kilkunastu minut może świadczyć o mało profesjonalnej obsłudze.



Rysunek 5.1-7. Procent spraw załatwionych podczas jednego kontaktu telefonicznego

Rozmowa telefoniczna jest i będzie podstawowym kanałem komunikacji z przedsiębiorstwem energetycznym. Porównanie wielkości kanałów komunikacyjnych przedstawia rysunek 5.1-8. Ponad 80% spraw powinno być załatwionych podczas pierwszego kontaktu, co występuje w większości z badanych podmiotów (35% w przypadku podmiotu

zapisanego pod numerem 36 i 15% w przypadku podmiotu zapisanego pod numerem 3 spraw załatwionych podczas pierwszego kontaktu jest wynikiem bardzo odbiegającym od normy).



Rysunek 5.1-8. Porównanie wielkości kanałów komunikacyjnych

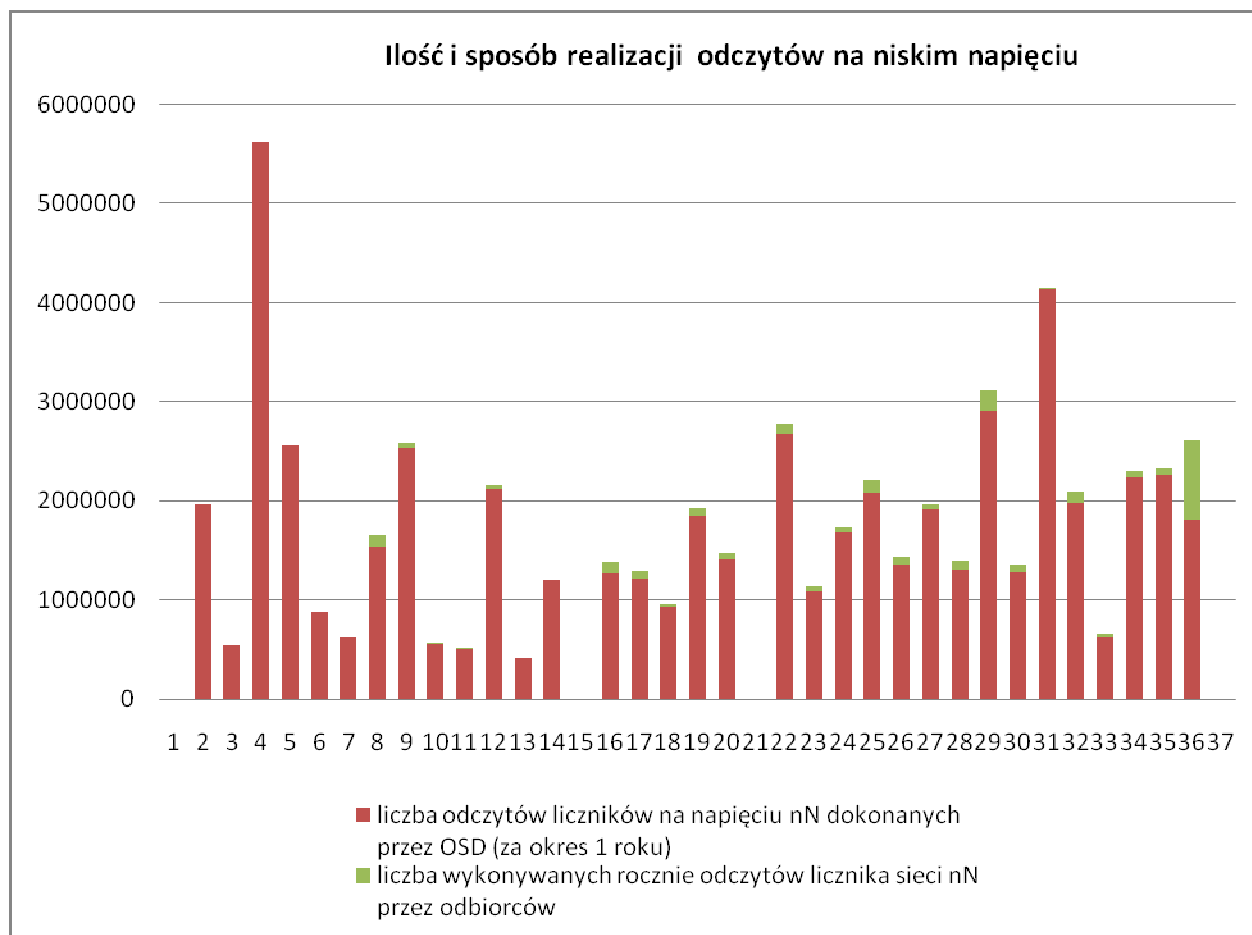
Brak jednoznacznej definicji skarg i reklamacji - w większości podmiotów nie prowadzi się statystyki w rozbiściu na skargi i reklamacje, przez co dane są nieporównywalne.

### 5.1.2 Grupa standardów dotyczących pomiarów energii i rozliczeń

Do zadań ustawowych OSD należy pozyskiwanie, przechowywanie, przetwarzanie i udostępnianie (w uzgodnionej pomiędzy uczestnikami rynku energii formie) danych pomiarowych dla energii elektrycznej pobranej przez odbiorców wybranym przez nich sprzedawcom i podmiotom odpowiedzialnym za bilansowanie handlowe oraz operatorowi systemu przesyłowego. Odczyty danych pomiarowych wykonuje OSD. Dopuszcza w niewielkim procencie, aby dane te odczytał odbiorca i przekazał je operatorowi ponieważ ustawa nie określa sposobu pozyskiwania danych pomiarowych. Jedynie podmiot oznaczony numerem 37 44% odczytów pozyskuje przez odbiorców. Aby dane pomiarowe odczytywane

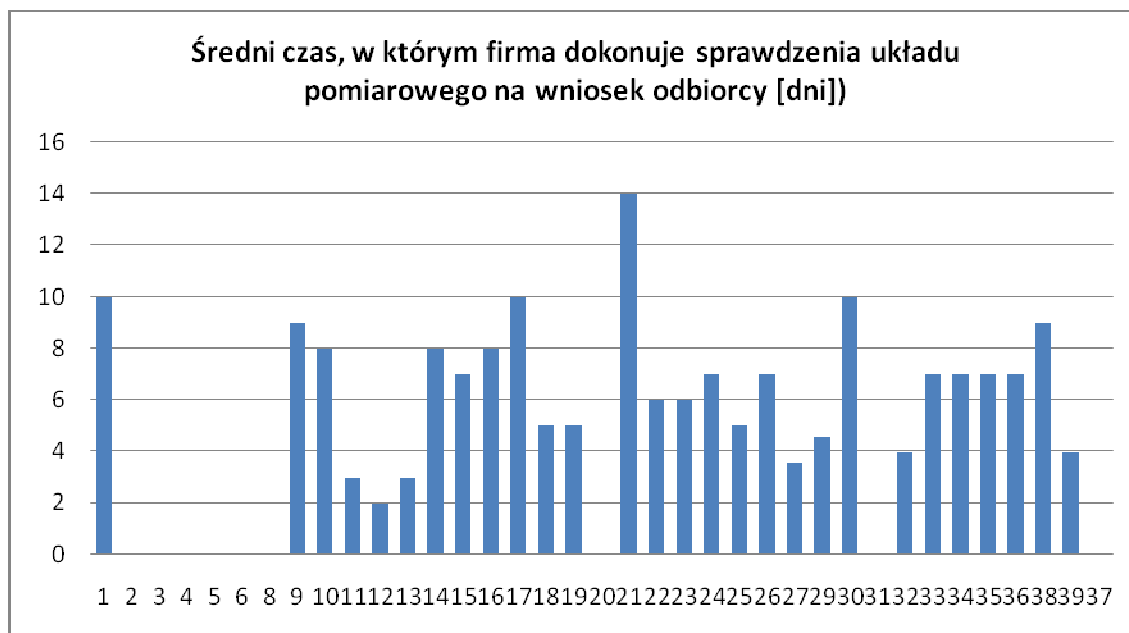


przez odbiorcę miały statut danych rzeczywistych powinny być okresowo weryfikowane. Sposób pozyskiwania danych pomiarowych przedstawia rysunek 5.1-9.



Rysunek 5.1-9. Liczba i sposób realizacji odczytów na niskim napięciu

Zapisy Rozporządzenia Systemowego nakładają na operatora obowiązek dokonywania, w ciągu 14 dni, sprawdzenia układu pomiarowego u odbiorcy, gdy odbiorca ma wątpliwości co do poprawności jego działania a zatem rzetelności rozliczeń za pobraną energię. Czas w jakim sprawdzenia jest wykonane jest wskaźnikiem jakości obsługi odbiorcy. Przeciętny czas dokonania sprawdzenia układu pomiarowego przedstawia rysunek 5.1-10. i wynosi on ok. 6 dni z rozpiętością od 2 dni (w przypadku podmiotu oznaczonego numerem 12) do 14 dni (dla podmiotu oznaczonego numerem 21).



Rysunek 5.1-10. Średni czas, w którym firma dokonuje sprawdzenia układu pomiarowego na wniosek odbiorcy

Do oceny rzetelności rozliczeń należy zaliczyć proces fakturowania. Przedsiębiorstwa energetyczne prowadzą rozliczenia na podstawie rzeczywistych odczytów jak i na podstawie prognozowania zużycia przy dwunastu, sześciu i cztero miesięcznych okresach odczytowych. Faktury na podstawie tak długich okresów odczytowych są fakturami szacowanymi. Liczba faktur szacowanych w zależności od badanego podmiotu waha się od 1% (podmiot 3) do 87% (podmiot 11). Poczucie, jakie odnosi odbiorca, rzetelności rozliczeń można ocenić na podstawie składanych reklamacji i czasu w jakim odbiorca otrzymuje informacje o dokonanej korekcie. Liczba korekt na ogół nie przekracza 1%, lecz w podmiocie badanym pod numerem 4 liczba korekt wynosi 15,65%, mimo iż liczba szacowanych odczytów wynosi tylko 3,65%, a w podmiocie o numerze 11 jest 13,08 % korygowanych faktur (87% faktur szacowanych). Czas w jakim dokonuje się korekty i przekazuje informacje odbiorcy waha się od 10 minut (podmioty 13,14) do 14 dni (podmiot 34). Mimo to standard wymagany w Rozporządzeniu Systemowym, które określa go na 14 dni, został dochowany. Jakość tych działań zależna jest przede wszystkim od jakości systemów bilingowych w przedsiębiorstwach energetycznych. W jednym przedsiębiorstwie energetycznym występuje kilkanaście odmian, różnych producentów, systemów bilingowych. Poza tym właścicielami systemów są operatorzy, spółki obrotu, spółki usługowe. Powyższe obrazuje tabela 5.1-1.



Tabela 5.1-1. Fakturowanie i korygowanie faktur

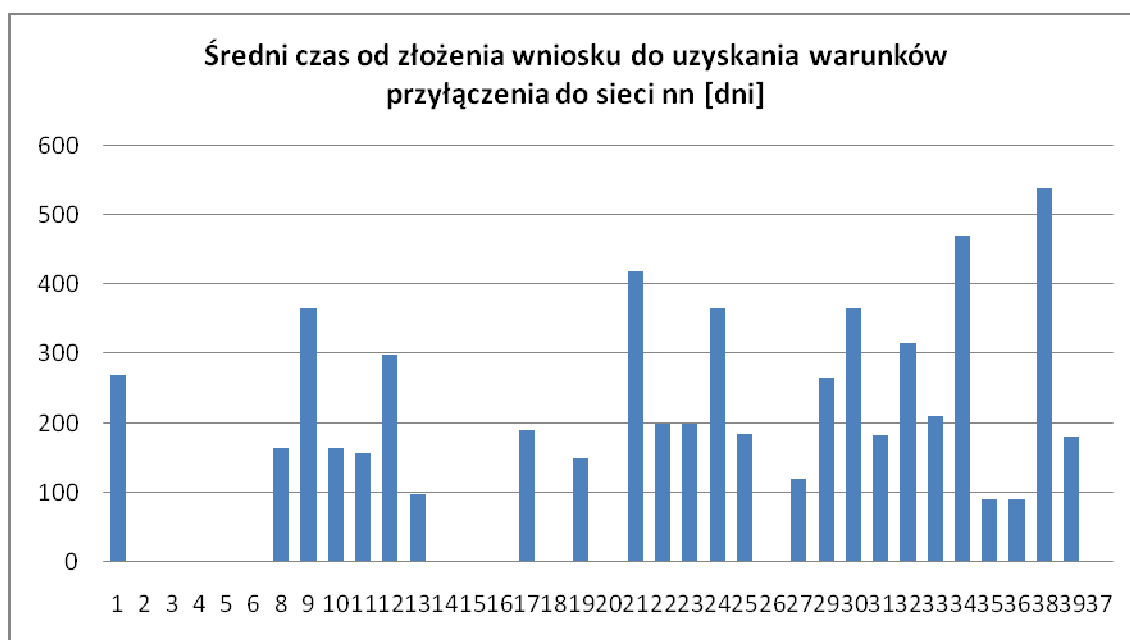
ID	Procent szacowanych faktur	Procent korygowanych faktur	Średni czas korygowania błędnie wystawionej faktury w przypadku, gdy odbiorca już zapłacił niewłaściwą kwotę [dni]
1	brak danych		brak danych
2	19%	0.79%	7,25
3	1%	0.86%	3
4	3,65%	15.65%	5
5	1,4%	0.44%	5
6	7%	2.31%	6
8	42%	0.60%	brak danych
9	2,4%	3.89%	14
10	3%	0.96%	1
11	87%	13.09%	7
12	15%	0.55%	niezwłocznie
13	2,68%	0.42%	10 min
14	brak danych	0.98%	10 min
15	40%	0.39%	brak danych
16	58,4%	0.48%	brak danych
17	0,39%	0.33%	10 dni
18	40,3%	0.00%	nie mierzy się
19	78%	0.14%	50 min
20	0,1%	0.55%	brak danych
21	85%	1.61%	nie mierzy się
22	14,4%	2.23%	brak danych
23	4%	0.06%	7
24	23%	2.33%	6
25	8%	0.86%	brak danych
26	27%	0.62%	20 min
27	10%	1.53%	2
29	74%	0.18%	4
30	4,25	1.37%	2
31	1,1%	0.26%	brak danych
32	56,4%	0.28%	Niezwłocznie
33	6,5%	1.14%	9
34	76%	0.08%	14
35	84%	0.00%	brak danych
36	40%	0.29%	7
38	brak danych	0.20%	brak danych
39	2,34%	1.58%	1
37	11%	11.30%	brak danych

### 5.1.3 Grupa standardów dotyczących przyłączenia do sieci

Odbiorca staje się klientem przedsiębiorstwa energetycznego zanim zacznie pobierać towar czyli energię elektryczną. Jest to czas związany z procesem przyłączeniowym, który możemy podzielić na okresy:

- Wydanie warunków przyłączenia do sieci
- Budowa przyłącza
- Założenie układu pomiarowego i rozpoczęcie sprzedaży energii elektrycznej.

Maksymalny czas wydania warunków przyłączenia do sieci jest określony w Rozporządzeniu Systemowym i dla odbiorców zasilanych z niskiego napięcia wynosi 14 dni i większość przedsiębiorstw ten standard zachowuje. Jedynie przedsiębiorstwa zapisane pod numerami 9 i 21 tego standardu nie zachowują, gdzie średni czas wydawania warunków wynosi odpowiednio 22 i 17 dni. Wielu operatorów warunki przyłączenia wydaje szybciej, robiąc dobre pierwsze wrażenie. Przedsiębiorstwo zapisane pod numerem 27 warunki wydaje w ciągu 8 dni. Stan ten obrazuje rysunek 5.1-11.



Rysunek 5.1-11. Średni czas od złożenia wniosku do uzyskania warunków przyłączenia do sieci nN [dni]

Budowa przyłącza wymaga najwięcej czasu w procesie przyłączania i nie ma określonych standardów w tym zakresie. Jest to również najtrudniejszy proces dla



przedsiębiorstwa energetycznego spowodowany przede wszystkim sprawami własnościowymi terenów budowy przyłączy jak i kosztami budowy, ponieważ opłata za przyłączenie kalkulowana jest na poziomie 25% kosztów budowy przyłącza. Pozostałe poniesione koszty przedsiębiorstwo energetyczne otrzymuje w czasie rozłożonym, poprzez opłaty w taryfie za świadczone usługi dystrybucyjne czy przesyłowe. Czas realizacji umowy przyłączeniowej dla odbiorców przyłączanych na niskim napięciu przedstawia rysunek 5.1-12 i wynosi on od 90 dni w OSD zapisanych pod numerami 35 i 36 do 540 dni w OSD o numerze 38. Rozpiętość jest bardzo duża. Od trzech miesięcy do prawie dwóch lat. Krótki czas realizacji umowy przyłączeniowej może być elementem przyciągającym inwestorów do inwestowania na tym terenie – może być więc impulsem dla rozwoju regionalnego.



Rysunek 5.1-12. Średni czas realizacji umowy o przyłączenia do sieci nN

Montaż układu pomiarowego i rozpoczęcie sprzedaży po wybudowaniu przyłącza i podpisaniu umowy sprzedaży i świadczenia usługi dystrybucji energii elektrycznej jest elementem kończącym proces przyłączania. Jest to jeden z ważniejszych wskaźników świadczących o jakości obsługi handlowej, ponieważ zostały pokonane czynniki związane z rozwojem sieci, sprawami własnościowymi terenu itp.

Występują znaczne różnice wartości tego czasu pomiędzy przedsiębiorstwami: od 1,2 dnia czyli najdalej dnia następnego do 23 dni czyli ponad trzech tygodni w przedsiębiorstwie

o numerze 35. Średni czas nie przekracza tygodnia, co i tak wydaje się być czasem zbyt długim. Średni czas założenia licznika i rozpoczęcia dostawy po zawarciu umowy dystrybucyjnej i umowy sprzedaży lub umowy kompleksowej odbiorcy przyłączonego do sieci niskiego napięcia przedstawia rysunek 5.1-13.



Rysunek 5.1-13. Średni czas założenia licznika i rozpoczęcia dostawy po zawarciu umowy dystrybucyjnej i umowy sprzedaży lub umowy kompleksowej odbiorcy przyłączonego do sieci nN

#### 5.1.4 Grupa standardów dotyczących przerw w dostawie energii i jakości napięcia

Przerwy w dostawie energii elektrycznej występują w wyniku awarii, konieczności przeprowadzenia zabiegów konserwacyjnych, inwestycyjnych, oraz w sporadycznych wypadkach gdy celowe jest wstrzymanie dostawy za długi lub, gdy praca urządzeń zagraża bezpieczeństwu ludzi lub środowiska. Ponieważ są to warunki szczególne postępowanie zostało określone w USTAWIE i Rozporządzeniu Systemowym. Tabela 5.1-2. przedstawia zachowanie się OSD związane z pracami planowymi i awariami. Obligatoryjny czas, powyżej 5 dni, powiadomienia odbiorców o planowanej przerwie jest na ogół dochowany, poza podmiotami o numerach 23 – 1% i 11- 10%, które odbiorców powiadomiło w czasie krótszym niż 5 dni. Powiadomienie w czasie krótszym powinno zaliczać się do przerw nieplanowych.



Średni czas przywracania zasilania po awarii waha się od 0,54 godz. na terenie działania podmiotu o numerze 8 do 9,42 godz. dla podmiotu o numerze 1. Najczęściej zasilanie przywracane jest po ok. 2-3 godzinach. Potwierdza to badanie dotyczące ilości odbiorców, którym przywrócono zasilani w czasie krótszym niż 4 godziny.

Tabela 5.1-2. Planowane i awaryjne przerwy w dostawie energii elektrycznej

ID	Procent odbiorców, których powiadomiono w czasie krótszym niż przewiduje Rozporządzenie Systemowe o planowanej przerwie	Średni czas wznowienia dostawy po awarii liczony od momentu powzięcia informacji o awarii do czasu przywrócenia napięcia do odbiorcy [godz.]	Procent odbiorców oczekujących na przywrócenie dostawy energii powstałej w wyniku awarii krócej niż 4 godziny
1	0%	9,42	<b>brak danych</b>
2	<b>brak danych</b>	<b>brak danych</b>	<b>brak danych</b>
3	<b>brak danych</b>	<b>brak danych</b>	<b>brak danych</b>
4	<b>brak danych</b>	<b>brak danych</b>	<b>brak danych</b>
5	<b>brak danych</b>	<b>brak danych</b>	<b>brak danych</b>
6	<b>brak danych</b>	<b>brak danych</b>	<b>brak danych</b>
8	<b>brak danych</b>	0,54	<b>brak danych</b>
9	0%	3	<b>brak danych</b>
10	0%	1,57	95%
11	10%	1,45	60%
12	0%	2	98%
13	0%	2,91	86,4%
14	<b>brak danych</b>	<b>brak danych</b>	<b>brak danych</b>
15	<b>brak danych</b>	<b>brak danych</b>	<b>brak danych</b>
16	0%	3,2	<b>niezwłocznie</b>
17	0%	5,77	<b>brak danych</b>
18	0%	1,63	<b>brak danych</b>
19	0%	0,38	<b>brak danych</b>
20	<b>brak danych</b>	2,65	<b>brak danych</b>
21	0%	3,11	<b>brak danych</b>
22	<b>brak danych</b>	2,5	<b>brak danych</b>
23	1%	2,5	89,6%
24	<b>brak danych</b>	2	<b>brak danych</b>
25	<b>brak danych</b>	2,3	<b>brak danych</b>
26	0%	2,5	85%
27	0%	3,3	86%



29	<b>brak danych</b>	3,5	<b>brak danych</b>
30	0%	1,31	<b>brak danych</b>
31	0%	4,9	<b>brak danych</b>
32	0%	<b>brak danych</b>	75,5%
33	0%	2,43	89%
34	<b>brak danych</b>	2,98	<b>brak danych</b>
35	0%	3,26	<b>brak danych</b>
36	0%	6,5	95,8%
38	<b>brak danych</b>	2,32	95%
39	<b>brak danych</b>	0,99	97,03%

Przywrócenie dostawy energii po wyłączeniu za długi i po wyłączeniu z przyczyn wprowadzania zagrożeń dla ludzi i środowiska za strony odbiorcy ma szczególne znaczenie ze względu na dodatkowe podłoże stresujące. Wydłużanie czasu ponad niezbędne minimum jest traktowane jako dodatkowa kara i jest niezgodne z USTAWĄ. Czy 168 godzin (7 dni) podmiotów pod numerem 10 i 27 lub 288 podmiotu pod numerem 23 (12 dni) można uznać jako działanie bezzwłoczne. Powyższe obrazuje tabela 5.1-3.

Tabela 5.1-3. Wznowienie dostawy po wyłączeniu za długi i z powodu złego stanu instalacji odbiorcy

ID	Średni czas wznowienia dostawy po wstrzymaniu dostawy za długi liczony od dokonania zapłaty (wpływ na konto przedsiębiorstwa, zapłata w kasie)	średni czas wznowienia dostawy po ustaniu przyczyn wstrzymania inny niż długi (np. nielegalny pobór, zagrożenie życia itp. zgodnie z art.. 6 Ustawy)
1	<b>brak danych</b>	<b>brak danych</b>
2	19,2	42,48
3	12	24
4	7,2	57,6
5	12	36
6	7,2	48
8	4,8	<b>brak danych</b>
9	48	2
10	168	<b>brak danych</b>
11	24	24
12	14	24
13	24	48
14	24	24
15	13	<b>brak danych</b>
16	<b>niezwłocznie</b>	<b>brak danych</b>

17	<b>niezwłocznie</b>	<b>niezwłocznie</b>
18	<b>niezwłocznie</b>	<b>niezwłocznie</b>
19	24	<b>niezwłocznie</b>
20	<b>niezwłocznie</b>	<b>niezwłocznie</b>
21	<b>Niezwłocznie</b>	48
22	24	<b>brak danych</b>
23	24	288
24	20	<b>brak danych</b>
25	<b>brak danych</b>	<b>brak danych</b>
26	24	24
27	6	168
29	<b>brak danych</b>	<b>brak danych</b>
30	32	30
31	<b>brak danych</b>	<b>brak danych</b>
32	12	12
33	6,5	12,5
34	16	26
35	15	<b>brak danych</b>
36	24	24
38	24	<b>brak danych</b>
39	48	4,49

## 5.2 Ciągłość dostaw

Pierwsza część arkusza badania ankietowego ciągłości zasilania dostarcza ogólnych informacji o sposobie, zakresie, metodologii i stosowanej praktyce dotyczącej ciągłości dostaw energii. Ponieważ benchmarkingowe wskaźniki opisujące ciągłość dostaw energii dotyczą obszarów sieci o różnych poziomach napięć i charakterze arkusze badawcze dostarczają również podstawowych danych statystycznych charakteryzujących sieć elektroenergetyczną w obszarze działania badanego operatora. Dopiero uwzględnienie charakteru sieci, jej rozległości i ilości odbiorców pozwala na pełne benchmarkingowe porównanie badanych obszarów. W tabeli 5.2-1 przedstawiono deklarowane przez operatorów podczas badania podstawowe informacje statystyczne charakteryzujące obszary działania badanych operatorów a w tabeli 5.2-2 ich udziały w całej krajowej sieci dystrybucyjnej z podziałem na poziomy napięć. Na rysunkach 5.2-1 i 5.2-2 zilustrowano udziały procentowe ilości odbiorców i długości linii operatorów w krajowym systemie elektroenergetycznym.

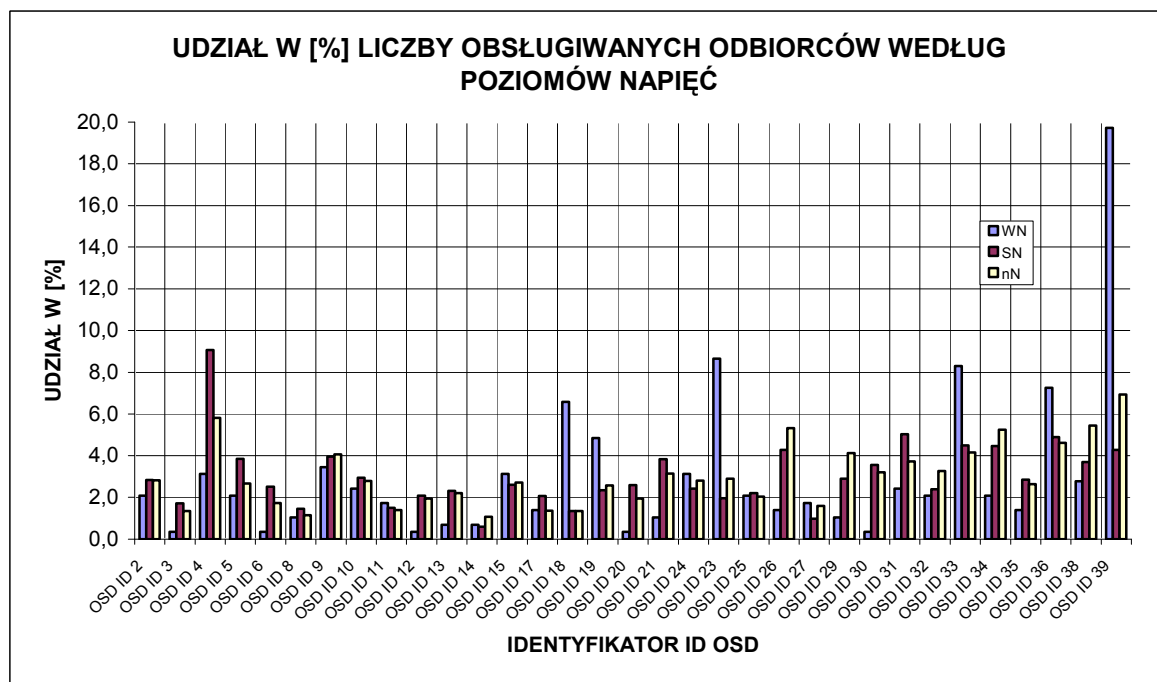
**Tabela 5.2-1. Deklarowana liczba odbiorców i długość linii obsługiwanych przez operatorów sieci dystrybucyjnej i ich oddziały**

Lp	Identyfikator operatora sieci dystrybucyjnej	Liczba obsługiwanych odbiorców				Długość linii energetycznych w [km]			
		WN	SN	nN	Razem	WN	SN	nN	Razem
1	OSD ID 2	6	846	454275	455127	1152	9356	11815	22323,00
2	OSD ID 3	1	512	218351	218864	560	5188	6064	11812,00
3	OSD ID 4	9	2709	940626	943344	1025	7460	6948	15433,00
4	OSD ID 5	6	1151	430246	431403	747	5486	6416	12649,00
5	OSD ID 6	1	750	279471	280222	1467	18826	24909	45202,00
6	OSD ID 8	3	433	185817	186253	400	4752	6032	11184,00
7	OSD ID 9	10	1184	593975	595169	876	8392	14165	23433,35
8	OSD ID 10	7	875	450041	450923	1096	11017	15335	27448,00
9	OSD ID 11	5	450	224262	224717	637	6238	7428	14303,00
10	OSD ID 12	1	621	313699	314321	840	9055	10609	20504,00
11	OSD ID 13	2	691	355083	355776	891	11677	16128	28696,00
12	OSD ID 14	2	180	172591	172773	526	4986	5523	11035,00
13	OSD ID 15	9	778	438156	438943	1050	10256	16625	27931,00
14	OSD ID 17	4	618	220620	221242	573	3483	6145	10201,00
15	OSD ID 18	19	404	217615	218038	886	3771	4943	9600,00
16	OSD ID 19	14	701	415547	416262	1508	6777	7586	15871,00
17	OSD ID 20	1	772	315002	315775	746	3843	5497	10086,00
18	OSD ID 21	3	1147	507993	509143	874	6750	11058	18682,00
19	OSD ID 24	9	724	452596	453329	483	4488	12613	17584,00
20	OSD ID 23	25	587	466423	467035	597	4119	7776	12492,00
21	OSD ID 25	6	660	329642	330308	707	5019	7791	13517,00
22	OSD ID 26	4	1277	861516	862797	1062	9598	21139	31799,00
23	OSD ID 27	5	294	256399	256698	452	4634	10309	15395,00
24	OSD ID 29	3	862	667842	668707	1468	18501	21512	41481,00
25	OSD ID 30	1	1064	517476	518541	397	3790	9226	13413,00
26	OSD ID 31	7	1502	604191	605700	1183	13993	19146	34322,00
27	OSD ID 32	6	711	526461	527178	1051	12169	17869	31089,00
28	OSD ID 33	24	1342	673198	674564	1534	13448	22620	37602,00
29	OSD ID 34	6	1335	846903	848244	1338	14859	21040	37237,00
30	OSD ID 35	4	852	425063	425919	1030	12380	15424	28834,00
31	OSD ID 36	21	1463	746717	748201	1600	15056	21696	38352,00
32	OSD ID 38	8	1105	879255	880368	252	6373	8252	14877,00
33	OSD ID 39	57	1279	1120788	1122124	1778	7921	16060	25759,00
<b>SUMA</b>		<b>289</b>	<b>29879</b>	<b>16107840</b>	<b>16138008</b>	<b>30786</b>	<b>283661</b>	<b>415699</b>	<b>730146</b>

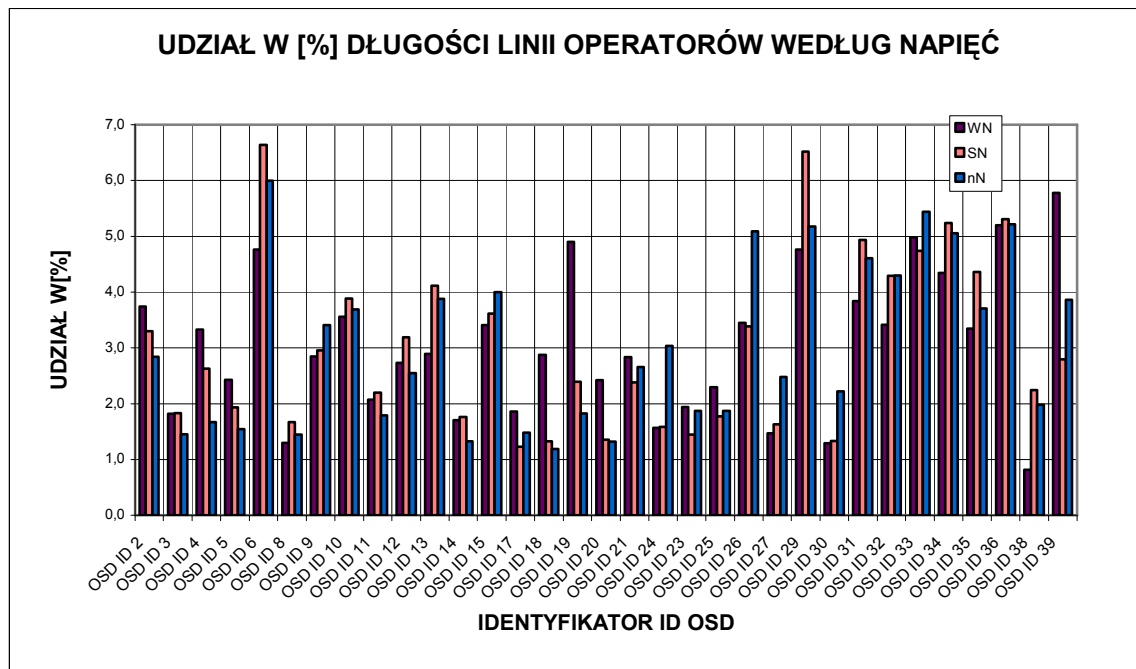


**Tabela 5.2-2 Deklarowany udział w [%] liczby odbiorców i długość linii obsługiwanych przez operatorów sieci dystrybucyjnej**

Lp	Identyfikator operatora sieci dystrybucyjnej	Liczba obsługiwanych odbiorców w [%] według napięcie				Długość linii energetycznych w [%] według napięcie			
		WN	SN	nN	Razem	WN	SN	nN	Razem
1	OSD ID 2	2,1	2,8	2,8	2,8	3,7	3,3	2,8	3,1
2	OSD ID 3	0,3	1,7	1,4	1,4	1,8	1,8	1,5	1,6
3	OSD ID 4	3,1	9,1	5,8	5,8	3,3	2,6	1,7	2,1
4	OSD ID 5	2,1	3,9	2,7	2,7	2,4	1,9	1,5	1,7
5	OSD ID 6	0,3	2,5	1,7	1,7	4,8	6,6	6,0	6,2
6	OSD ID 8	1,0	1,4	1,1	1,1	1,3	1,7	1,5	1,5
7	OSD ID 9	3,5	4,0	4,1	4,1	2,8	3,0	3,4	3,2
8	OSD ID 10	2,4	2,9	2,8	2,8	3,6	3,9	3,7	3,8
9	OSD ID 11	1,7	1,5	1,4	1,4	2,1	2,2	1,8	2,0
10	OSD ID 12	0,3	2,1	1,9	1,9	2,7	3,2	2,6	2,8
11	OSD ID 13	0,7	2,3	2,2	2,2	2,9	4,1	3,9	3,9
12	OSD ID 14	0,7	0,6	1,1	1,1	1,7	1,8	1,3	1,5
13	OSD ID 15	3,1	2,6	2,7	2,7	3,4	3,6	4,0	3,8
14	OSD ID 17	1,4	2,1	1,4	1,4	1,9	1,2	1,5	1,4
15	OSD ID 18	6,6	1,4	1,3	1,3	2,9	1,3	1,2	1,3
16	OSD ID 19	4,8	2,3	2,6	2,6	4,9	2,4	1,8	2,2
17	OSD ID 20	0,3	2,6	1,9	1,9	2,4	1,4	1,3	1,4
18	OSD ID 21	1,0	3,8	3,1	3,1	2,8	2,4	2,7	2,6
19	OSD ID 24	3,1	2,4	2,8	2,8	1,6	1,6	3,0	2,4
20	OSD ID 23	8,7	2,0	2,9	2,9	1,9	1,5	1,9	1,7
21	OSD ID 25	2,1	2,2	2,0	2,0	2,3	1,8	1,9	1,9
22	OSD ID 26	1,4	4,3	5,3	5,3	3,4	3,4	5,1	4,4
23	OSD ID 27	1,7	1,0	1,6	1,6	1,5	1,6	2,5	2,1
24	OSD ID 29	1,0	2,9	4,1	4,1	4,8	6,5	5,2	5,7
25	OSD ID 30	0,3	3,6	3,2	3,2	1,3	1,3	2,2	1,8
26	OSD ID 31	2,4	5,0	3,7	3,7	3,8	4,9	4,6	4,7
27	OSD ID 32	2,1	2,4	3,3	3,3	3,4	4,3	4,3	4,3
28	OSD ID 33	8,3	4,5	4,2	4,2	5,0	4,7	5,4	5,1
29	OSD ID 34	2,1	4,5	5,2	5,2	4,3	5,2	5,1	5,1
30	OSD ID 35	1,4	2,9	2,6	2,6	3,3	4,4	3,7	3,9
31	OSD ID 36	7,3	4,9	4,6	4,6	5,2	5,3	5,2	5,3
32	OSD ID 38	2,8	3,7	5,4	5,4	0,8	2,2	2,0	2,0
33	OSD ID 39	19,7	4,3	6,9	6,9	5,8	2,8	3,9	3,5
	<b>SUMA</b>	<b>100,0</b>	<b>100,0</b>	<b>100,0</b>	<b>100,0</b>	<b>100,0</b>	<b>100,0</b>	<b>100,0</b>	<b>100,0</b>



Rysunek 5.2-1 Udział w % liczby obsługiwanych odbiorców według poziomów napięcia dla badanych operatorów sieci dystrybucyjnej



Rysunek 5.2-2 Udział w % długości linii według poziomów napięcia dla badanych operatorów sieci dystrybucyjnej



Sieć przesyłowa obejmuje 12987 km linii transmisyjnych WN i wyższych napięć (dane za rok 2008). Bezpośrednio z sieci przesyłowej zasilanych jest 5 odbiorców końcowych oraz 104 wszystkich użytkowników systemu przesyłowego tj. operatorów systemów dystrybucyjnych oraz odbiorców końcowych przyłączonych bezpośrednio do sieci przesyłowej.

Pomimo, że nie wszyscy operatorzy udzieli jasnych i wyczerpujących odpowiedzi na wszystkie pytania ankietowe, można stwierdzić, że praktycznie wszyscy operatorzy rozróżniają obszary miejskie i wiejskie zgodnie z ankietami ARE (Agencji Rynku Energii) pokrywające się z jednostkami administracyjnymi. Żaden z operatorów nie wyróżnia obszarów pośrednich (mieszanych). Mimo wyróżnienia dwóch charakterystycznych obszarów sieci nie wszyscy operatorzy byli w stanie określić wskaźniki ciągłości dostaw dla tych obszarów. Brak również różnienia wśród operatorów wskaźników pomiędzy siecią kablową i napowietrzną pomimo iż zwykle te sieci charakteryzują się różną podatnością na uszkodzenia.

Niektóre grupy operatorów ( ID OSD2, ID OSD 3, ID OSD4, ID OSD5, ID OSD 6), oraz (ID OSD 8, ID OSD 9, ID OSD10, ID OSD 11, ID OSD12, ID OSD13, ID OSD 14, ID OSD15,) oraz ID OSD30, ID OSD 31, ID OSD13, ID OSD 39) określiły niektóre wskaźniki ciągłości dla rozróżnianych obszarów. Jeden z operatorów ID OSD 38 działa wyłącznie na obszarze miejskim i nie wyróżnia innych obszarów.

Niemal wszyscy operatorzy sieci dystrybucyjnej deklarują normalizowanie wskaźników ciągłości w oparciu o liczbę klientów z wyjątkiem operatora ID OSD 35, który normalizuje wskaźniki w oparciu o moc oraz ID OSD 38 gdzie taką normalizację zastosowano dodatkowo w odniesieniu do sieci Wn i SN. Rozporządzenie Systemowe wprowadza ograniczenia na czas trwania przerw długich i bardzo długich dla odbiorców IV i V grupy przyłączeniowej jak w tabeli 5.2-3.

<b>Tabela 5.2-3 Dopuszczalne czasy trwania przerw długich dla odbiorców grupy IV i V</b>		
Przerwa	Czas trwania jednorazowej przerwy	Suma czasów trwania przerw w roku
planowana	16 h	35h
nieplanowana	24h	48h

W praktyce wielu operatorów sieci dystrybucyjnej rozciąga te regulacje na odbiorców grupy III . Tylko 3 operatorów deklaruje precyzyjnie odmienne czasy trwania przerw dla odbiorców grupy III. Operatorzy ID OSD 34 i ID OSD 39 uzależniają czas trwania przerw od



sposobu zasilania ( jedno lub więcej przyłączy) a ID OSD38 nie wprowadza takiego uzależnienia. W tabeli 5.2-4 przedstawiono różnicowanie czasów w tym zakresie dla odbiorców grupy III stosowane przez operatorów oraz wymagane przez Rozporządzenie Systemowe.

<b>Tabela 5.2-4 Różnicowanie czasów przerw odbiorców grupy III w praktyce operatorów OSD i Rozporządzeniu Systemowym</b>					
	<b>Przerwa</b>	Czas trwania jednorazowej przerwy		Suma czasów trwania przerw w roku	
		jednostronne zasilanie ( jedno przyłącze )	wielostronne zasilanie (dwa lub więcej przyłączy)	jednostronne zasilanie (jedno przyłącze )	wielostronne zasilanie (dwa lub więcej przyłączy)
ID OSD 34	planowana/ nieplanowana	36h / 48h	18h / 24h	60h / 72h	48h / 60h
ID OSD 39	planowana/ nieplanowana	32h / 24h	10h / 6h	64h / 72h	20h / 16h
ID OSD 38	planowana/ nieplanowana	12h / 20h		24h / 40h	
Rozporządzenie dla IV grupy	planowana/ nieplanowana	16/24		35/48	

Również operatorzy ID OSD 38 i ID OSD 39 oraz ID OSD 19 określają typowe regulacje czasów przerw dla II grupy przyłączeniowej. Operator ID OSD 38 stosuje typowe zapisy umowy ograniczające czas jednorazowych przerw planowanych i nieplanowanych do 8 godzin i 12 godzin oraz sumy czasów trwania do odpowiednio 16 godzin i 24 godzin w roku. W ID OSD19 typowe zapisy ograniczają czas przerw jednorazowych planowanych do 8 lub 12 godzin i nieplanowanych do 12 lub 24 godzin i odpowiednio sumy rocznych czasów planowych przerw do 24 lub 48 godzin oraz przerw nieplanowanych do 16 i 48 godzin.

ID OSD 39 wprowadził z początkiem 2009 roku standardowe czasy przerw dla odbiorców II grupy w zależności od sposobu zasilania przedstawione w tabeli 5.2-5.

<b>Tabela 5.2-5 Standardowe czasy przerw dla odbiorców II grupy w zależności od sposobu zasilania według OSD ID 39</b>			
Przerwa	Sposób zasilania		
	Bez rezerwy	Z rezerwą zależną	Z rezerwą niezależną
Jednorazowa planowana/ nieplanowana	32h / 56h	8h / 2h	0h / 1h
Roczny czas przerw planowanych/ nieplanowanych	64h / 112h	16h / 10h	0h / 3h





Ponadto operator ID OSD 11 podał czasy przerw dopuszczalne umowami z farmami wiatrowymi od 24 do 36 godzin dla przerw jednorazowych i 48 do 60 godzin rocznie. Pozostali operatorzy deklarują zgodnie z Rozporządzeniem Systemowym indywidualnie negocjowane czasy przerw, nie podając typowych wartości stosowanych w umowach. Jednocześnie tylko niektórzy operatorzy potrafili określić przybliżoną liczbę odbiorców którzy wynegocjowali inne niż typowe lub zawarte w Rozporządzeniu Systemowym umowne czasy przerw. Udział procentowy odbiorców o indywidualnie wynegocjowanym czasie przerw podano w tabeli 5.2-6.

**Tabela 5.2-6 Udział odbiorców grupy II i III o indywidualnie wynegocjowanych czasach przerw w ogólnej liczbie odbiorców tych grup**

Lp.	Identyfikator operatora sieci dystrybucyjnej	II grupy ( $U_n=110\text{kV}$ )	Liczba odbiorców WN	III grupy ( $1\text{kV}<U_n<110\text{kV}$ )	Liczba odbiorców SN
1	ID OSD 2	brak danych	6	brak danych	846
2	ID OSD 3	brak danych	1	brak danych	512
3	ID OSD 5	brak danych	6	brak danych	1151
4	ID OSD 6	brak danych	1	brak danych	750
5	ID OSD 4	brak danych	9	brak danych	2709
6	ID OSD 8	brak danych	3	brak danych	433
7	ID OSD 9	brak danych	10	brak danych	1184
8	ID OSD 10	brak danych	7	brak danych	857
9	ID OSD 11	5 odbiorców	5	brak danych	450
10	ID OSD 12	1 odbiorca	1	brak danych	621
11	ID OSD 13	66%	3	17%	691
12	ID OSD 14	0	2	0	180
13	ID OSD 15	brak danych	9	brak danych	778
14	ID OSD 17	brak danych	4	brak danych	618
15	ID OSD 18	0	19	1%	404
16	ID OSD 19	3	14	7%	701
17	ID OSD 20	1 odbiorca	1	3,98%	772
18	ID OSD 21	1 odbiorca-33%	3	brak danych	1147
19	ID OSD 24	brak danych	9	brak danych	724
20	ID OSD 23	brak danych	25	brak danych	587
21	ID OSD 25	brak danych	6	brak danych	660
22	ID OSD 26	brak danych	4	brak danych	1277
23	ID OSD 27	brak danych	5	brak danych	294
24	ID OSD 32	brak danych	6	24%	711
25	ID OSD 29	1 odbiorca –33%	3	~1%	862
26	ID OSD 30	brak danych	1	brak danych	1064



**Tabela 5.2-6 Udział odbiorców grupy II i III o indywidualnie wynegocjowanych czasach przerw w ogólnej liczbie odbiorców tych grup**

Lp.	Identyfikator operatora sieci dystrybucyjnej	II grupy ( $U_n=110\text{kV}$ )	Liczba odbiorców WN	III grupy ( $1\text{kV}<U_n<110\text{kV}$ )	Liczba odbiorców SN
27	ID OSD 31	brak danych	7	brak danych	1502
28	ID OSD 33	15 odbiorców-62,5%	24	~1%	1342
29	ID OSD 34	brak danych	6	warunki umowy tylko typowe dla ID OSD 34	1335
30	ID OSD 35	1 odbiorca 25%	4	0,36%	852
31	ID OSD 36	brak danych	21	brak danych	1463
32	ID OSD 38	brak danych	8	brak danych	1105
33	ID OSD 39	indywidualnie	57	~50%	1279

Z danych zawartych w tabeli 5.2-6 wynika, że tylko niewielka liczba odbiorców wykorzystuje możliwość negocjowania zapisów umów dotyczących czasów trwania przerw, a zdecydowana większość operatorów nie prowadzi tego typu statystyk (lub nie udostępnia danych). Warto zauważyć, że wśród operatorów którzy rejestrują takie dane znaczny odsetek odbiorców II grupy aktywnie korzysta z możliwości negocjowania ciągłości dostaw energii.

Podstawowym źródłem informacji o ciągłości zasilania na poziomie sieci WN i SN są komputerowe systemy wspomagania dyspozytorskiego SCADA oraz inne dedykowane programy obsługi awarii i zabezpieczeń a dla sieci nN oprócz w/w systemów ręcznie prowadzone dzienniki dyspozytorów oraz zgłoszenia odbiorców. Wszyscy ankietowani operatorzy deklarują wykorzystanie wszystkich dostępnych źródeł informacji w celu rejestracji zaburzeń ciągłości dostaw energii. Systematyczna rejestracja zaburzeń ciągłości dostaw prowadzona jest w różnym zakresie przez wszystkich operatorów od przełomu 2007/2008 roku a większość z nich deklaruje rejestrowanie ciągłości dostaw od zdecydowanie dłuższego czasu, niekiedy od początku istnienia przedsiębiorstwa. Wszyscy operatorzy sieci dystrybucyjnych deklarują publikowanie zgodnie z Rozporządzeniem Systemowym podstawowych wskaźników ciągłości zasilania na stronach internetowych albo własnych albo koncernu w skład którego wchodzi. Żaden z operatorów nie analizuje wpływu uciążliwości przerw w dostawie energii dla odbiorców ani ich strat z tego tytułu. Niektórzy operatorzy (13 na 33 badanych) szacują jednak utratę wpływów z tytułu przerw w dostawie albo na podstawie prognoz z roku poprzedniego albo jako przewidywany % przychodu. W tabeli 5.2-7 przedstawiono szacowany brak przychodów podany przez operatorów dla przyjętej ceny energii na poziomie 165 PLN/MWh.

**Tabela 5.2-7 Szacowana przez operatora utrata przychodów w wyniku przerw w dostawie energii w tysiącach [PLN]**

Lp	Identyfikator operatora sieci dystrybucyjnej	WN	SN(+nN)	RAZEM
1	ID OSD 2	brak danych	brak danych	brak danych
2	ID OSD 3	brak danych	brak danych	brak danych
3	ID OSD 5	brak danych	brak danych	brak danych
4	ID OSD 6	brak danych	brak danych	brak danych
5	ID OSD 4	brak danych	brak danych	brak danych
6	ID OSD 8	54	38	92
7	ID OSD 9	brak danych	brak danych	brak danych
8	ID OSD 10	35,46	48,54 (+0,682)	84,682
9	ID OSD 11	15,77514	83,1353	98,91044
10	ID OSD 12	12,705	126,55	139,255
11	ID OSD 13	67,8975	242,22	310,1175
12	ID OSD 14	10	60	70
13	ID OSD 15	brak danych	brak danych	brak danych
14	ID OSD 17	brak danych	brak danych	brak danych
15	ID OSD 18	brak danych	brak danych	brak danych
16	ID OSD 19	brak danych	brak danych	brak danych
17	ID OSD 20	brak danych	brak danych	brak danych
18	ID OSD 21	brak danych	brak danych	brak danych
19	ID OSD 24	70	90	160
20	ID OSD 23	58	73(+2,5)	133,5
21	ID OSD 25	51	(94+4)	149
22	ID OSD 26	264	60(+20)	344
23	ID OSD 27	brak danych	brak danych	brak danych
24	ID OSD 32	brak danych	brak danych	brak danych
25	ID OSD 29	brak danych	brak danych	brak danych
26	ID OSD 30	18,480	22,100	40,58
27	ID OSD 31	brak danych	brak danych	brak danych
28	ID OSD 33	777	109	886
29	ID OSD 34	112,928	215,060	327,988
30	ID OSD 35	brak danych	brak danych	brak danych
31	ID OSD 36	brak danych	brak danych	brak danych
32	ID OSD 38	brak danych	brak danych	brak danych
33	ID OSD 39	brak danych	brak danych	brak danych

Niemal wszyscy operatorzy sieci dystrybucyjnej wydzielają przerwy powstałe na skutek ekstremalnych warunków zewnętrznych i zjawisk atmosferycznych nie precyzując dokładnie ich skali w tym obszarze badawczym. W OSD ID12 decyduje o tym komisja powołana przez dyrektora OSD, w OSD ID19 organ administracyjny (Wojewódzkie Centrum Zarządzania Kryzysowego przy Wojewodzie), a w OSD ID14 prędkość wiatru przekraczająca 17,5m/s (63km/h). Pozostali operatorzy nie podają (w tym obszarze badawczym) granicznych miar zjawisk ani metody kwalifikowania zdarzeń do warunków ekstremalnych.

Istotnym elementem działania operatora jest planowanie pracy podległej sieci. Nieodłącznym elementem planów pracy sieci jest planowanie wyłączeń w celach obsługi sieci tak aby odbiorca w najmniejszym możliwym stopniu odczuwał dolegliwości związane z



przerwą w dostawie energii. Rozporządzenie Systemowe ogranicza czas trwania planowych przerw dla odbiorców grupy III i IV do 16 godzin dla pojedynczej przerwy i 35 godzin dla sumy wszystkich planowanych przerw w roku.

Podanie przez operatorów ilości wyłączeń planowych oraz sumy czasów ich trwania pozwala na oszacowanie przeciętnego czasu trwania przerwy planowanej doświadczanej przez odbiorców sieci SN i nN. Wynik takiej analizy przedstawiono w tabeli 5.2-8 i zilustrowano na rysunku 5.2-3

<b>Tabela 5.2-8. Przeciętny czas trwania przerwy planowanej w dostawie energii w sieci SN i nN w [godz.]</b>			
Lp	Identyfikator operatora sieci dystrybucyjnej	SN	nN
1	OSD ID 2	brak danych	brak danych
2	OSD ID 3	brak danych	brak danych
3	OSD ID 5	brak danych	brak danych
4	OSD ID 6	brak danych	brak danych
5	OSD ID 4	brak danych	brak danych
6	OSD ID 8	4,52	4,03
7	OSD ID 9	4,28	4,95
8	OSD ID 10	3,72	3,42
9	OSD ID 11	3,52	3,31
10	OSD ID 12	6,95	3,14
11	OSD ID 13	4,63	4,69
12	OSD ID 14	4,08	3,52
13	OSD ID 15	brak danych	brak danych
14	OSD ID 17	2,83	3,49
15	OSD ID 18	3,62	0,89
16	OSD ID 19	3,33	2,56
17	OSD ID 20	4,99	2,48
18	OSD ID 21	5,49	4,51
19	OSD ID 24	3,57	2,87
20	OSD ID 23	4,63	4,47
21	OSD ID 25	5,44	4,44
22	OSD ID 26	4,58	4,23
23	OSD ID 27	3,77	3,62
24	OSD ID 29		4,11*
25	OSD ID 30	3,72	3,98
26	OSD ID 31	3,96	4,66
27	OSD ID 32	4,19	4,33
28	OSD ID 33	3,75	3,63
29	OSD ID 34	6,61	5,19
30	OSD ID 35	4,48	4,04
31	OSD ID 36	3,76	2,34
32	OSD ID 38	3,25	3,90
33	OSD ID 39		5,07*
Przeciętny czas trwania przerwy planowanej dla odbiorcy w sieci		<b>4,35</b>	<b>4,10</b>



Rysunek 5.2-3 Przeciętny czas trwania przerwy planowanej w dostawie energii w sieci SN i nN różnych operatorów

Przeciętny czas trwania przerwy planowanej w sieci dystrybucyjnej SN i nN wyznaczono w oparciu o podaną przez OSD liczbę przerw planowanych i sumę czasów ich trwania. Dla obu poziomów napięcia średni czas trwania przerw planowych jest zbliżony i wynosi ponad 4 godziny. Tylko dwu operatorów deklaruje wyraźnie dłuższe czasy trwania przerw planowych na poziomie napięcia SN a niektórzy operatorzy nie podali takich informacji lub podali je łącznie dla obu poziomów napięcia. Liczba pojedynczych przerw katastrofalnych o czasie trwania powyżej 24godzin w sieci nN w 2008 roku zmieniała się w ankietach respondentów od 0 do 600 zdarzeń.

Liczba odbiorców sieci nN dla których jednorazowa przerwa awaryjna przekracza 24godziny (przerwa katastrofalna – wg Rozporządzenia Systemowego) w roku 2008 zmieniała się w zależności od obszaru OSD osiągając maksymalną wartość 91817. Maksymalna liczba odbiorców którzy doznali przekroczenia czasu jednorazowej przerwy planowej na terenie OSD w 2008 roku wynosiła 1147, podczas gdy dla przeważającej liczby OSD którzy podali



taką informację nie przekraczała 45. Liczba odbiorców dotkniętych przekroczeniem rocznego czasu trwania przerw planowych zmieniała się w 2008 od 0 do 21080 wśród operatorów, którzy podali takie informacje. Udział procentowy badanych OSD którzy podają informacje o przekroczeniach czasów trwania przerw wymaganych Rozporządzeniem podano w tab. 5.2-9.

<b>Tabela 5.2-9 Udział % badanych OSD którzy podają informacje o przekroczeniach czasów trwania przerw zawartych w Rozporządzeniu Systemowym</b>			
jednorazowych przerw awaryjnych w sieci nN (T>24godziny -przerwa katastrofalna)	jednorazowych przerw planowych w sieci nN ( T> 16 godziny)	sumy czasów przerw planowych w sieci nN w roku przekracza 35 godzin	sumy czasów przerw awaryjnych w sieci nN w roku przekracza 48 godzin
51,52%	39,39%	33,33%	30,30%
UWAGA : Pozostali respondenci nie udzielili informacji			

W ramach przeprowadzonych badań benchmarkingowych, zgodnie z tendencją badań europejskich wprowadzono zróżnicowanie badanych wskaźników ciągłości zasilania względem poziomów napięć, charakterystycznych obszarów i rodzajów sieci. Dostępność tak zróżnicowanych wskaźników wśród badanych operatorów sieci dystrybucyjnej przedstawiono w tabeli 5.2-10. Dane zestawione w tabeli potwierdzają, że bardzo niewielu operatorów jest w stanie wyróżnić wskaźniki ciągłości dostaw w zależności od rodzaju sieci (kablowe/napowietrzne) jak również bardziej precyzyjnie niż wymaga Rozporządzenie Systemowe różnicować czas trwania i liczba przerw. Przyczyną takiego stanu najprawdopodobniej jest niedostosowanie istniejących systemów zbierania i baz danych do tak postawionych zadań. W trakcie prowadzonych badań niektórzy operatorzy uznali za celowe i wykazali gotowość większego zróżnicowania zbieranych danych w celu zwiększenia wiedzy o niezawodności eksploatowanej sieci i jej urządzeń. Ponieważ zmiany takie wymagają zarówno czasu jak i środków finansowych to efekty takich działań mogą być widoczne dopiero w przyszłych badaniach benchmarkingowych. Brak zróżnicowania wskaźników pod względem poziomu napięcia maskuje skutki przerw w dostawie energii dla dużych odbiorców. Brak zróżnicowania wskaźników ze względu na charakter obszaru, mimo jego statystycznego wyróżniania, może być spowodowany niedostatkami posiadanych przez operatorów baz danych o odbiorcach i systemów wspomagania dyspozytorskiego które stanowią podstawowe narzędzie zbierania danych o ciągłości dostaw energii. Większa integracja systemów informatycznych operatorów z systemami automatyki sieciowej i



wspomagania dyspozytorskiego powinna przynieść zwiększenie dostępności danych ciągłości zasilania podnosząc poziom konkurencyjności dostawców energii na rynku.

Tabela 5.2-10 Dostępność różnicowanych wskaźników ciągłości dostaw sieci dystrybucyjnej																		
Dostępność w % w OSD wskaźników ciągłości zróżnicowanych dla																		
	wszystkich obszarów i poziomów napięć		poziomów napięć						rodzaju obszaru				rodzaju sieci					
			WN (Un > 35kV)		SN (1kV < Un ≤ 35kV)		nN (Un ≤ 1kV)		miejskim		wiejskim		napowietrz-nych		kablowych		mieszanych	
Wskaźnik ciągłości	planowanych	nieplanowanych	planowanych	nieplanowanych	planowanych	nieplanowanych	planowanych	nieplanowanych	planowanych	nieplanowanych	planowanych	nieplanowanych	planowanych	nieplanowanych	planowanych	nieplanowanych	planowanych	nieplanowanych
SAIDI (3' < t) — wszystkich przerw długich i bardzo długich (minut/odbiorcę w roku)	100	100	9,09	21,21	48,48	48,48	48,48	48,48	54,55	54,55	51,52	51,52	6,06	6,06	6,06	6,06	3,03	3,03
SAIDI (3' < t ≤ 12h) — długie przerwy	33,33	33,33	0,00	3,03	9,09	9,09	9,09	9,09	15,15	15,15	12,12	12,12	3,03	3,03	3,03	3,03	3,03	3,03
SAIDI (12h < t ≤ 24h) — bardzo długie przerwy	33,33	33,33	0,00	3,03	9,09	9,09	9,09	9,09	15,15	15,15	12,12	12,12	3,03	3,03	3,03	3,03	3,03	3,03
SAIDI (24h < t) — katastrofalne przerwy	3,03	51,52	x	0,00	3,03	36,36	3,03	36,36	3,03	36,36	3,03	45,45	x	3,03	x	3,03	x	0,00
SAIFI (3' < t) — wszystkich przerw długich i bardzo długich)	100	100	9,09	18,18	48,48	48,48	48,48	48,48	39,39	39,39	36,36	36,36	6,06	6,06	6,06	6,06	3,03	3,03
SAIFI (3' < t ≤ 12h) — długie przerwy	33,33	33,33	0,00	3,03	9,09	9,09	9,09	9,09	15,15	15,15	12,12	12,12	3,03	3,03	3,03	3,03	3,03	3,03
SAIFI (12h < t ≤ 24h) — bardzo długie przerwy	6,06	15,15	0,00	0,00	3,03	6,06	3,03	6,06	3,03	12,12	6,06	12,12	3,03	3,03	0,00	3,03	0,00	0,00
SAIFI (24h < t) — katastrofalne przerwy	X	45,45	x	0,00	x	30,30	x	27,27	x	12,12	x	27,27	x	3,03	x	3,03	x	0,00
MAIFI (1" < t ≤ 3') — krótkie przerwy	6,06	78,79	0,00	9,09	0,00	39,39	3,03	24,24	6,06	30,30	6,06	27,27	6,06	6,06	6,06	6,06	0,00	3,03

Zgodnie z oczekiwaniami zdecydowanie lepsza dostępność zróżnicowanych danych ciągłości dostaw jest dla sieci przesyłowej. Operator sieci przesyłowej różnicuje wskaźniki dedykowane sieciom przesyłowym wyznaczane w oparciu o ilość energii względem poziomu napięcia zarówno dla odbiorców końcowych zasilanych z sieci przesyłowej jak i wszystkich odbiorców tej sieci z wydzieleniem przerw katastrofalnych zgodnie z tabelą 5.2-11. Ponadto operator sieci przesyłowej podaje także zróżnicowane ogólne wskaźniki ciągłości dostaw normalizowane względem ilości odbiorców w dokładniejszych przedziałach czasowych niż wymagane Rozporządzeniem. Operator sieci przesyłowej obsługuje 12987km linii





transmisyjnych WN i wyższego napięcia (dane za rok 2008) oraz 5 odbiorców końcowych przyłączonych bezpośrednio do sieci 220kV i 104 wszystkich użytkowników korzystających z sieci przesyłowej. Dostępność ogólnych wskaźników ciągłości dostaw energii w sieci przesyłowej przedstawiono w tabeli 5.2-12.

<b>Tabela 5.2-11 Dostępność dedykowanych wskaźników ciągłości dostaw sieci przesyłowej</b>						
Dostępność w OSP wskaźników ciągłości dedykowanych dla systemu przesyłowego dla wszystkich użytkowników systemu przesyłowego odrębnie dla:						
Wskaźnik ciągłości	poziomów napięcie					
	wszystkich		Un=400kV		Un=220kV	
	planowanych	nieplanowanych	planowanych	nieplanowanych	planowanych	nieplanowanych
AIT – wszystkich przerw / z wyłączeniem katastrofalnych (minut na rok)	TAK	TAK	TAK*	TAK*	TAK	TAK
	TAK	TAK	TAK	TAK	TAK	TAK
ENS – wszystkich przerw / z wyłączeniem katastrofalnych (MWh w roku)	TAK	TAK	TAK*	TAK*	TAK	TAK
	TAK	TAK	TAK	TAK	TAK	TAK
TAK* dane niedostępne dla odbiorców końcowych zasilanych bezpośrednio z sieci przesyłowej ze względu na brak odbiorców zasilanych z tego napięcia						

<b>Tabela 5.2-12 Dostępność ogólnych wskaźników ciągłości dostaw dla sieci przesyłowej</b>						
Dostępność w OSP ogólnych wskaźników ciągłości zasilania dla wszystkich użytkowników systemu przesyłowego odrębnie dla :						
Wskaźnik ciągłości	poziomów napięcie					
	wszystkich		Un=400kV		Un=220kV	
	planowanych	nieplanowanych	planowanych	nieplanowanych	planowanych	nieplanowanych
SAIDI / SAIFI ( $3' < t$ ) — wszystkich przerw długich i bardzo długich (minut/odbiorcę w roku)/(liczba/odbiorcę w roku)	TAK	TAK	TAK	TAK	TAK	TAK
SAIDI / SAIFI ( $3' < t \leq 12h$ ) — długie przerwy (minut/odbiorcę w roku)/(liczba/odbiorcę w roku)	TAK	TAK	TAK	TAK	TAK	TAK
SAIDI / SAIFI ( $12h < t \leq 24h$ ) — bardzo długie przerwy (minut/odbiorcę w roku)/(liczba/odbiorcę w roku)	TAK	TAK	TAK	TAK	TAK	TAK
SAIDI/SAIFI ( $24h < t$ ) — katastrofalne przerwy (minut/odbiorcę w roku)/(liczba/odbiorcę w roku)	TAK*	TAK*	TAK*	TAK*	TAK*	TAK*
MAIFI ( $1'' < t \leq 3'$ ) — krótkie przerwy	TAK*	TAK*	TAK*	TAK*	TAK*	TAK*
TAK* dane niedostępne dla odbiorców końcowych zasilanych bezpośrednio z sieci przesyłowej						



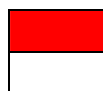


Na podstawie przekazanych przez operatorów wskaźników ciągłości oraz liczby odbiorców wyznaczono ogólne wskaźniki ciągłości dostaw dla całego systemu dla przerw planowanych i nieplanowanych. Niektórzy operatorzy ( 42,42% badanych) przy wyznaczaniu wskaźników wyodrębnili przerwy katastrofalne. Wpływ takiego wyodrębnienia przez operatorów którzy je zastosowali na wartość wskaźników przedstawiono w tabeli 6.2-2. Warto zauważyć ,że przeciętny czas trwania przerwy planowanej wyznaczony na podstawie ilości przerw i sumy czasów ich trwania wynosi dla sieci SN- 4,35 godziny a dla sieci nN- 4,1 godziny. Wielkości te pozwalają prognozować spodziewane wartości wskaźnika CAIDI na poziomie 240-260 minut na odbiorcę w roku podczas gdy wyliczony na podstawie podanych przez operatorów wskaźników SAIDI i SAIFI dla przerw planowanych wskaźnik CAIDI wynosi 223 minuty na odbiorcę dotkniętego przerwą w roku. Tak dobra korelacja wyliczonych wielkości potwierdza poprawność zebranych danych i rzetelność otrzymanych wskaźników mimo braku szczegółowych informacji od blisko 18% ankietowanych operatorów systemu dystrybucyjnego.



### 5.3 Jakość napięcia.

Poniżej zamieszczono zestawienie wyników ankiety obszaru „Jakość napięcia”. Otrzymanie odpowiedzi badanego Operatora zaznaczono zgodnie z poniżej zamieszczonym przykładem.



Odpowiedzi udzielono

Brak odpowiedzi

**P1. Które ze stwierdzeń najtrafniej opisuje stan wiedzy pracowników firmy w zakresie jakości dostawy energii elektrycznej do odbiorców?**

Wiedza pracowników w zakresie jakości dostawy energii elektrycznej do odbiorców jest:

ID	Niewystarczająca	Wystarczająca
1.		
2.		
3.		
4.		
5.		
6.		
7.		
8.		
9.		
10.		
11.		
12.		
13.		
14.		
15.		
16.		
17.		
18.		
19.		
20.		
21.		
22.		
23.		
24.		
25.		
26.		
27.		
28.		
29.		
30.		
31.		
32.		
33.		
34.		
35.		
36.		
37.		
38.		
39.		

**P2. Czy pracownicy firmy uczestniczą w szkoleniach, celem których jest podniesienie wiedzy pracowników w zakresie jakości dostawy energii?**

ID	Tak	Nie
1.		
2.		
3.		
4.		
5.		
6.		
7.		
8.		
9.		
10.		
11.		
12.		
13.		
14.		
15.		
16.		
17.		
18.		
19.		
20.		
21.		
22.		
23.		
24.		
25.		
26.		
27.		
28.		
29.		
30.		
31.		
32.		
33.		
34.		
35.		
36.		
37.		
38.		
39.		



P3. Które z wyszczególnionych poniżej zaburzeń elektromagnetycznych stanowią po stronie dostawcy energii elektrycznej największy problem ze względu na powodowane u niego straty finansowe i/lub trudności techniczne związane z ich eliminacją (Definicje poszczególnych zaburzeń można znaleźć w normach: PN EN 50160, PN T-01030: *Kompatybilność elektromagnetyczna. Terminologia* lub innych normach z serii IEC/EN 61000.)?

ID	Zmiany częstotliwości	Niewłaściwa wartość skuteczna napięcia	Szybkie zmiany napięcia	Wahania napięcia	Zapady napięcia	Wzrosty napięcia	Krótkie przerwy w zasilaniu	Asymetria napięcia	Harmoniczne napięcia	Interharmoniczne napięcia	Przebiegi dorywcze	Przebiegi przejściowe	Sygnały napięciowe do transmisji informacji
1.													
2.													
3.													
4.													
5.													
6.													
7.													
8.													
9.													
10.													
11.													
12.													
13.													
14.													
15.													
16.													
17.													
18.													
19.													
20.													
21.													
22.													
23.													
24.													
25.													
26.													
27.													
28.													
29.													
30.													
31.													
32.													
33.													
34.													
35.													
36.													
37.													
38.													
39.													

**P4. Które z wyszczególnionych poniżej zaburzeń elektromagnetycznych stanowią największy problem po stronie odbiorcy energii elektrycznej?**

ID	Zmiany częstotliwości	Niewłaściwa wartość skuteczna napięcia	Szybkie zmiany napięcia	Wahania napięcia	Zapady napięcia	Wzrosty napięcia	Krotkie przerwy w zasilaniu	Asymetria napięcia	Harmoniczne napięcia	Interharmoniczne napięcia	Przebiegi dorywcze	Przebiegi przejściowe	Sygnały napięciowe do transmisji informacji
1.													
2.													
3.													
4.													
5.													
6.													
7.													
8.													
9.													
10.													
11.													
12.													
13.													
14.													
15.													
16.													
17.													
18.													
19.													
20.													
21.													
22.													
23.													
24.													
25.													
26.													
27.													
28.													
29.													
30.													
31.													
32.													
33.													
34.													
35.													
36.													
37.													
38.													
39.													

**P5. Które kategorie odbiorców są w ocenie Pani/Pani firmy najbardziej wrażliwe na złe warunki zasilania?**

ID	Przemysł								Handel i wyłączeniem finansowego i ubezpieczeń	Banki, firmy ubezpieczeniowe	Sektor IT	Szpitale, lotniska	Odbiorcy komunalni	Urzędy publiczne
	papierniczy	chemiczny	farmaceutyczny	motoryzacyjny	rolno- spożywczy	maszynowy	elektromaszynowy	wydobwczy (kopalnie)	metallurgiczny					
1.														
2.														
3.														
4.														
5.														
6.														
7.														
8.														
9.														
10.														
11.														
12.														
13.														
14.														
15.														
16.														
17.														
18.														
19.														
20.														
21.														
22.														
23.														
24.														
25.														
26.														
27.														
28.														
29.														
30.														
31.														
32.														
33.														
34.														
35.														
36.														
37.														
38.														
39.														



**P6. Które ze stwierdzeń w ocenie Pani/Pana firmy najlepiej opisuje obowiązujące obecnie w Polsce Rozporządzenie Ministra Gospodarki z dnia 4 maja 2007 r. w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu elektroenergetycznego, Dziennik Ustaw Nr 93 z dnia 29 maja 2007 r. ( w dalszej części określano skrótkowo jako „rozporządzenie systemowe”.) w części dotyczącej jakości dostawy energii?**

ID	Chroni głównie interes odbiorcy energii elektrycznej	Chroni głównie interes dostawcy energii elektrycznej	Chroni w wystarczającym stopniu interes zarówno dostawcy, jak i odbiorcy energii	Nie chroni w wystarczającym stopniu interesu dostawcy, jak i odbiorcy energii
1.				
2.				
3.				
4.				
5.				
6.				
7.				
8.				
9.				
10.				
11.				
12.				
13.				
14.				
15.				
16.				
17.				
18.				
19.				
20.				
21.				
22.				
23.				
24.				
25.				
26.				
27.				
28.				
29.				
30.				
31.				
32.				
33.				
34.				
35.				
36.				
37.				
38.				
39.				

**P7. Czy w ocenie Pani/Pana firmy postanowienia obowiązującego obecnie rozporządzenia systemowego w części dotyczącej jakości dostawy energii powinny ulec zmianie?**

ID	Tak	Nie	Nie mam zdania
1.			
2.			
3.			
4.			
5.			
6.			
7.			
8.			
9.			
10.			
11.			
12.			
13.			
14.			
15.			
16.			
17.			
18.			
19.			
20.			
21.			
22.			
23.			
24.			
25.			
26.			
27.			
28.			
29.			
30.			
31.			
32.			
33.			
34.			
35.			
36.			
37.			
38.			
39.			

<sup>(22)</sup> W rozumieniu wyłącznie stwierdzenia „Nie chroni w wystarczającym stopniu interesu dostawcy”.



**P8. W zakresie którego zaburzenia elektromagnetycznego powinna nastąpić zmiana postanowień rozporządzenia systemowego?**

ID	Zmiany częstotliwości	Niewłaściwa wartość napięcia	Wahania napięcia	Długie przerwy w zasilaniu	Asymetri a napięcia	Harmoniczne napięcia
1.						
2.						
3.						
4.						
5.						
6.						
7.						
8.						
9.						
10.						
11.						
12.						
13.						
14.						
15.						
16.						
17.						
18.						
19.						
20.						
21.						
22.						
23.						
24.						
25.						
26.						
27.						
28.						
29.						
30.						
31.						
32.						
33.						
34.						
35.						
36.						
37.						
38.						
39.						

**P9. Które z zaburzeń wyszczególnionych w normie PN EN 50160, a nie wymienionych w rozporządzeniu systemowym powinny być włączone do postanowień rozporządzenia jako dodatkowe gwarancje dla odbiorcy?**

ID	Zapady napięcia	Wzrosty napięcia	Przebiecia	Interharmo- niczne	Sygnały napięciowe do transmisji informacji	Krótkie przerwy w zasilaniu
1.						
2.						
3.						
4.						
5.						
6.						
7.						
8.						
9.						
10.						
11.						
12.						
13.						
14.						
15.						
16.						
17.						
18.						
19.						
20.						
21.						
22.						
23.						
24.						
25.						
26.						
27.						
28.						
29.						
30.						
31.						
32.						
33.						
34.						
35.						
36.						
37.						
38.						
39.						



**P15. Czy przy wydawaniu warunków technicznych przyłączenia w Pani/Pana firmie wykorzystywana jest procedura określona w normach:**

ID	IEC 61000-3-6		IEC 61000-3-7		Wewnętrznych wytycznych opracowanych przez operatora	
	Tak	Nie	Tak	Nie	Tak	Nie
1						
2						
3						
4						
5						
6						
7						
8						
9						
10						
11						
12						
13						
14						
15						
16						
17						
18						
19						
20						
21						
22						
23						
24						
25						
26						
27						
28						
29						
30						
31						
32						
33						
34						
35						
36						
37						
38						
39						

**P16. Czy Pani/Pana firma wymaga przeprowadzenia i przedstawienia raportu z pomiarów parametrów jakości zasilania w planowanym miejscu dostarczenia przed wydaniem warunków technicznych przyłączenia?**

ID	Tak	Nie
1.		
2.		
3.		
4.		
5.		
6.		
7.		
8.		
9.		
10.		
11.		
12.		
13.		
14.		
15.		
16.		
17.		
18.		
19.		
20.		
21.		
22.		
23.		
24.		
25.		
26.		
27.		
28.		
29.		
30.		
31.		
32.		
33.		
34.		
35.		
36.		
37.		
38.		
39.		



**P20. Ilu odbiorców energii Pani/Pana firmy złożyło skargę/reklamację na złe warunki zasilania?**

ID	2006						2007						2008					
	nN		SN		WN		nN		SN		WN		nN		SN		WN	
	Liczba skarg	Procent wszystkich skarg	Liczba skarg	Procent wszystkich skarg	Liczba skarg	Procent wszystkich skarg	Liczba skarg	Procent wszystkich skarg	Liczba skarg	Procent wszystkich skarg	Liczba skarg	Procent wszystkich skarg	Liczba skarg	Procent wszystkich skarg	Liczba skarg	Procent wszystkich skarg	Liczba skarg	Procent wszystkich skarg
1																		
2																		
3																		
4																		
5																		
6																		
9	125	100	0	0	0	0	147	99,3	1	0,7	0	0	122	99,2	1	0,8	0	0
10	104	88,9	13	11,1	0	0	134	97,8	3	2,2	0	0	93	90,3	9	8,7	1	1
11																		
12	61	0,9	5	0,07			76	1,15	3	0,04			64	0,9	3	0,04		
13	45	33	9	7			45	27	7	4			33	20	2	1		
14	37		0	0			46		0	0			50		0	0	0	0
17	33						26						24					
18	68	94,4	4	5,6	0	0	73	91,3	7	8,7	0	0	110	92,4	9	7,6	0	0
19	36	18	5	17	0		38	26	4	20	0		45	22	8	27	0	
20 <sup>(1)</sup>	7		11		0		5		3		0		3		4		0	
21	110	6,3	8	4,6	0	0	140	18,9	76	10,2	1	0,0013	179	23,2	49	6,3	0	0
22	559		9		1		925		10		1		820		28		3	
23	141	29,9	4	0,8	1	0,2	186	34,5	3	0,6	1	0,2	210	32,6	10	1,6	3	0,5
24	115	0					196		0				187		2			
25							46	43	1	0,94	0		32	32	2	2	0	
26	263	21,1	4	0,3	0	0	436	13,2	6	0,2	0	0	325	10,8	14	0,47	0	0
27	40	98	1	2	0	0	61	100	0	0	0	0	66	100	0	0	0	0
30	81	87,1	12	12,9	0	0	59	88,1	8	11,9	0	0	55	88,7	7	11,3	0	0
31																		
32	83	100	0	0	0	0	72	100	0	0	0	0	87	100	0	0	0	0
33	510	1,22	5	0,012	4	0,01	656	1,42	3	0,0065	0	0	771	1,66	4	0,0086	2	0,004
34	234	29	0	0	0	0	262	34	0	0	0	0	155	75	1	100	0	0
35 <sup>(2)</sup>	27315	96					33674	96					29796				0	0
36	414		7		0		408		6		0		393		6		0	
38							31	<1					34	<1				
39							209	72					552	42				

<sup>(1)</sup> Procent wszystkich skarg: 2006 – 2,37 %; 2007 – 1,68 %; 2008 – 1 %.

<sup>(2)</sup> Podano liczbę zarejestrowanych reklamacji dotyczących: zawyżonego lub zaniżonego napięcia, braku fazy, braku zasilania i wahań napięcia łącznie dla odbiorców SN i nN.



P23. W ilu przypadkach Pani/Pana firma wykonała samodzielnie takie pomiary w odpowiedzi na skargi odbiorców?

P24. Czy Pani/Pana firma jest wyposażona w przyrządy do rejestracji parametrów jakości zasilania klasy A (wg normy PN EN 61000-4-30)?

ID	2006				2007				2008			
	nN	SN	WN	NN	nN	SN	WN	NN	nN	SN	WN	NN
1			203		407				303			
2			27				58				25	
3			11				13				13	
4			287				318				250	
5			11				5				7	
6			18				13				8	
7												
8	57	24	0		63	43	12		117	87	21	
9	121	0	0		145	1	0		121	1	0	
10	49	0	0		71	0	0		49	0	0	
11												
12	41	1	0		55	1	0		45	2	0	
13	160				225				188			
14	9				8				9			
15												
16												
17	33				26				24			
18	5	0	0		8	0	0		16	00	0	
19	34	0	0		37	0	0		45	0	0	
20												
21	11	0			21	1			12	1		
22	346	3	0		526	4	0		495	2	0	
23	2	0	0		7	0	0		17	0	0	
24	115	0	0		187	0	0		196	0	0	
25	30	0	0		52	1	0		38	2	0	
26	176	2	0		241	3	0		195	0	0	
27	23	1	0		39	0	0		49	0	0	
28												
29	56	1			66				71	1		
30	58	2	0		54	0	0		51	3	0	
31					100%				100%			
32	69				58				63			
33	189	0	0		182	0	0		199	0	0	
34	316	1	0		332	0	0		340	0	0	
35	48	0	0		65	0	0		64	0	0	
36	134	0	0		179	0	0		188	2	0	
37												
38									5			
39									185	12	1	

ID	TAK	NIE	Liczba sztuk
1			74
2			
3			
4			
5			
6			
7			11
8			5
9			3
10			10
11			1
12			1
13			
14			1
15			3
16			
17			
18			10
19			
20			1
21			2
22			10
23			1
24			6
25			
26			1
27			2
28			
29			1
30			1
31			
32			3
33			
34			
35			6
36			1
37			
38			
39			38



P21. Ilu odbiorców energii Pani/Pana firmy domagało się skontrolowania warunków dostawy energii elektrycznej w ich miejscu dostarczenia?

ID	2006				2007				2008			
	nN	SN	WN	NN	nN	SN	WN	NN	nN	SN	WN	NN
1			419				472				397	
2			43				79				56	
3			13				14				15	
4			315				338				288	
5			17				13				21	
6			31				28				17	
7												
8												
9	121	0	0		145	1	0		121	1	0	
10	66	0	0		88	0	0		53	0	0	
11												
12	42	1	0		54	1	0		44	2	0	
13	160				225				188			
14	9				8				9			
15												
16												
17	33				26				24			
18	5				8				16			
19	28				27				27			
20												
21	215	0			249	1			178	1		
22	344	3	0		468	5	0		419	2	0	
23	41	0	0		43	0	0		54	0	0	
24	68	0	0		119	0	0		113	0	0	
25	68	0	0		73	1	0		71	2	0	
26	167	3	0		233	4	0		181	0	0	
27	0	0	0		0	0	0		0	0	0	
28												
29												
30	23	1	0		25	0	0		14	3	0	
31												
32	64				58				69			
33	110	0	0		125	0	0		131	0	0	
34	135	1	0		150	0	0		156	0	0	
35 <sup>(1)</sup>	268		0		264		0		251		0	
36	125				152				167	2		
37												
38					31				34			
39												

(<sup>1</sup>) Dane łącznie dla SN i nN (brak oddzielnych statystyk).

P22. Czy Pani/Pana firma wykonuje pomiary kontrolne zawsze jeżeli otrzyma skargę odbiorcy na złe warunki zasilania?

ID	TAK	NIE	Brak stałych decyzji zależy od wielu czynników	regul.
1				
2				
3				
4				
5				
6				
7				
8				
9				
10				
11				
12				
13				
14				
15				
16				
17				
18				
19				
20				
21				
22				
23				
24				
25				
26				
27				
28				
29				
30				
31				
32				
33				
34				
35				
36				
37				
38				
39				



**P26. Jak kształtuje się koszt pomiarów wartości parametrów jakości zasilania (w zł) w zależności od poziomu napięcia?**

ID	nN			SN			WN			NN		
	Średnia	Max.	Min.	Średnia	Max.	Min.	Średnia	Max.	Min.	Średnia	Max.	Min.
9	250	327	173									
10	316	890	123									
12	96,73 (netto)	96,73 (netto)	96,73 (netto)									
13	96,73	96,73	96,73	96,73	96,73	96,73						
14	765 (netto)	1260 (netto)	270 (netto)	765 (netto)	1260 (netto)	270 (netto)	765 (netto)	1260 (netto)	270 (netto)			
15	94			94			94			94		
18	615,50	932,00	261									
19	8193			8193			8193					
20				2375	2375	2375						
21	124,68			124,68								
27	760											
30	339,25	369,11										
33	500			2500			2500					
34	371,19	1300	100									
35	153	300	73									
36	273	600	70									
37							8 000/ punkt/ miesiąc					
39	~ 300				5700 pomiar+ ekspertyza	400		5700 pomiar+ ekspertyza	570			

**P27. Jeżeli dostawca zlecał przeprowadzenie takich pomiarów, kto był ich wykonawcą?**

ID	2006		2007		2008	
	Wyspecjalizowana firma pomiarowa	Inni wykonawcy	Wyspecjalizowana firma pomiarowa	Inni wykonawcy	Wyspecjalizowana firma pomiarowa	Inni wykonawcy
1	Nie	Nie	Nie	Nie	Nie	Nie
2	Nie	Nie	Nie	Nie	Nie	Nie
3	Nie	Nie	Nie	Nie	Nie	Nie
4	Nie	Nie	Nie	Nie	Nie	Nie
5	Nie	Nie	Nie	Nie	Nie	Nie
6	Nie	Nie	Nie	Nie	Nie	Nie
7	Nie	Nie	Nie	Nie	Nie	Nie
8	Nie	Nie	Nie	Nie	Nie	Nie
9	Nie	Nie	Nie	Nie	Nie	Nie
11			Tak			
12	Nie		Nie		Nie	
13		Tak		Tak		Tak
18	Nie		Nie		Nie	
19	Tak		Tak		Tak	
20	Tak		Tak			
21	Nie	Nie	Nie	Nie	Nie	Nie
22	Nie		Nie		Nie	
23	Nie		Nie		Nie	
24	Nie	Nie	Nie	Nie	Nie	Nie
25	Nie		Nie		Nie	
26	Nie		Nie		Nie	
27	Nie		Nie		Nie	
28	Nie		Nie		Nie	
29	Nie		Nie		Nie	
32	Nie		Nie		Nie	
33			Tak	Nie		
34	Nie	Nie	Nie	Nie	Nie	Nie
36	Nie	Nie	Nie	Nie	Nie	Nie
39					Tak	

**P29. Czy raport z pomiarów wykonanych przez dostawcę energii (lub na jego zlecenie) jest udostępniany odbiorcom na ich życzenie?**

ID	TAK	NIE	Odbiorcy nie zgłaszali takiego życzenia
1			
2			
3			
4			
5			
6			
7			
8			
9			
10			
11			
12			
13			
14			
15			
16			
17			
18			
19			
20			
21			
22			
23			
24			
25			
26			
27			
28			
29			
30			
31			
32			
33			
34			
35			
36			
37			
38			
39			

**P31. Jeżeli wyniki pomiarów przeprowadzonych w następstwie skargi odbiorcy potwierdzają poprawność warunków zasilania, to czy kosztami pomiarów obciążany jest odbiorca?**

ID	TAK - ile razy to nastąpiło w latach 2006-2008 (łącznie)	NIE	Zależy od indywidualnych przypadków
1			
2			
3			
4			
5			
6			
7			
8			
9			
10			
11			
12			
13			
14			
15			
16			
17			
18			
19			
20			
21			
22			
23			
24			
25			
26			
27			
28			
29			
30			
31			
32			
33			
34			
35			
36			
37			
38			
39			



P32. Czy Pani/Pana firma określa kwotę kosztu pomiaru parametrów jakości zasilania w cenniku usług świadczonych na rzecz odbiorcy?

P33. W ilu przypadkach odbiorcy przedstawiali dla udokumentowanie swojej skargi wykonane przez siebie pomiary?

P34. Czy Pani/Pana firma respektuje dostarczone pomiary przez odbiorcę?

ID	TAK	NIE
1		
2		
3		
4		
5		
6		
7		
8		
9		
10		
11		
12		
13		
14		
15		
16		
17		
18		
19		
20		
21		
22		
23		
24		
25		
26		
27		
28		
29		
30		
31		
32 <sup>(1)</sup>		
33		
34		
35		
36		
37		
38		
39		
<sup>(1)</sup> Gennik określa tylko opłatę za montaż i demontaż urządzenia kontrolno pomiarowego.		

ID	2006			2007			2008		
	nN	SN	WN	nN	SN	WN	nN	SN	WN
1	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2									
3									
4									
5									
6									
7									
8	0	0	0	0	0	0	0	0	0
9	2	0	0	10	0	0	9	0	0
10	0	0	0	4	0	0	2	0	0
11									
12	0	0	0	1	0	0	0	0	0
13	0	0	0	0	0	0	0	0	0
14	0	0	0	0	0	0	0	0	0
15									
16									
17	0	0	0	1	0	0	0	0	0
18	0	0	0	0	0	0	2	0	0
19	0	0	0	0	0	0	1	0	0
20									
21	1	0	0	1	6	0	2	5	0
22	1	0	0	4	0	0	2	0	0
23	0	0	0	1	0	0	1	0	0
24	1	0	0	2	0	0	1	0	0
25	0	0	0	1	0	0	0	0	0
26	0	0	0	0	0	0	0	0	0
27	0	0	0	0	0	0	0	0	0
28									
29									
30	0	0	0	1	0	0	0	1	0
31									
32	0	0	0	0	0	0	0	0	0
33	0	0	0	0	0	0	0	0	0
34	3	0	0	3	1	0	5	1	0
35	0	0	0	0	0	0	0	0	0
36	7	0	0	7	0	0	4	0	0
37									
38									
39							15%		

<sup>(1)</sup> Gennik określa tylko opłatę za montaż i demontaż urządzenia kontrolno pomiarowego.



P36. W jaki sposób w Pani/Pana firmie definiowana jest krótka przerwa w zasilaniu?

ID	Tylko na podstawie pomiaru wartości napięcia	Na podstawie galwanicznego rozłączenia obwodu czyli w oparciu o słany wyłączników	Stosowane są obydwa kryteria
1			
2			
3			
4			
5			
6			
7			
8			
9			
10			
11			
12			
13			
14			
15			
16			
17			
18			
19			
20			
21			
22			
23			
24			
25			
26			
27			
28			
29			
30			
31			
32			
33			
34			
35			
36			
37			
38			
39			

P37. Dane o jakich przerwach są obecnie gromadzone przez Pani/Pana firmę?

ID	A. O czasie trwania krótszym niż 1s		B. O czasie trwania zawartym w przedziale 1 s - 3min		C. O czasie trwania zawartym w przedziale 3min - 12 h		D. O czasie trwania zawartym w przedziale 12 h - 24 h		E. O czasie trwania dłuższym niż 24 h	
	TAK	NIE	TAK	NIE	TAK	NIE	TAK	NIE	TAK	NIE
1										
2										
3										
4										
5										
6										
7										
8										
9										
10										
11 <sup>(1)</sup>										
12										
13										
14 <sup>(1)</sup>										
15 <sup>(1)</sup>										
17										
18										
19										
20										
21										
22										
23										
24										
25										
26										
27										
29										
30										
31										
32										
33										
34										
35										
36										
37										
38										
39										
<sup>(1)</sup> Rejestracja przerw w przedziale 3 min - 24 h.										



**P39. Jeżeli rejestrowane są przerwy o czasie trwania 1s - 3 min, jaki rodzaj układów pomiarowych jest stosowany do tego celu?**

ID	System SCADA	SCADA zintegrowany z systemami telemechaniki w stacjach transformatorowych SN/nN	Dedykowane mierniki	Dane z układów automatyki zabezpieczeniowej	Lokalne rejestratory w rozdzielniach	Inne jakie
1						
2						
3						
4						
5						
6						
7						
8						
9						
10						
11						
12						
13						
14						
15						
17						
18						
19						
20						
21						
22						
23						
24						
25						
26						
27						
29						
30						
31						
32						
33						
34						
35 <sup>(1)</sup>						
36						
37						
38						
39						

<sup>(1)</sup> Dane z EAZ i rejestratorów tylko do analiz poawaryjnych bez archiwizacji do celów statystycznych

**P40. Czy przerwy wynikające z EAZ są rejestrowane w systemach informatycznych Pani/Pana firmy?**

ID	TAK	NIE
1		
2		
3		
4		
5		
6		
7		
8		
9		
10		
12		
13		
14		
15		
17		
18		
19 <sup>(1)</sup>		
20		
21		
22		
23		
24		
25		
26		
27		
28		
29		
30		
31		
32		
33		
34		
35		
36		
37		
38		
39		

<sup>(1)</sup> Dla wybranych obiektów głównie w Stacha WN/SN.

**P41. Czy przerwy wynikające z EAZ są uwzględniane przy ocenie ciągłości zasilania?**

ID	TAK	NIE
1		
2		
3		
4		
5		
6		
7		
8		
9		
10		
12		
13		
14		
15		
17		
18		
19		
20		
21		
22		
23		
24		
25		
26		
27		
28		
29		
30		
31		
32		
33		
34		
35		
36		
37		
38		
39		



#### P42. Jaką liczbę przełączeń SPZ i SZR zarejestrowano w Pani/Pan firmie?

ID	2005						2006							
	nN	SN	WN	Dla całej sieci operatora	W sieciach miejskich	W sieciach wiejskich	w sieciach mieszanych	nN	SN	WN	Dla całej sieci operatora	W sieciach miejskich	W sieciach wiejskich	W sieciach mieszanych
1		11076	266	11342	2997	8345			11123	296	11419	2627	8792	
2		1499	53	1552	536	1016			1783	51	1834	391	1443	
3		5	63	68	22	46			7	79	86	28	58	
4		4356	59	4415	1449	2966			4524	49	4573	1414	3159	
5		3451	49	3500	567	2933			3213	72	3285	554	2731	
6		1765	42	1807	423	1384			1596	45	1641	240	1401	
7														
8		1113	49						1138	81				
9														
10	0	2070	25	320	11	1525	226	0	1669	19	265	50	1293	315
11														
12		2203	41						3375	75				
13		8647							10031					
14		1571	46	1617	10	1579	28		1331	48	1379	19	1328	32
17														
19		1536	86	1622					2066	61	2127			
20				1101							826			
21		901		901					1161	32	1193			
22		6665	200						6330	263				
23		511	31	542	63	387	92		337	54	391	52	220	119
24	20	657	36	713	273	442	34		749	64	829	216	565	48
25		1163	19	1182	89	951	123		1180	22	1202	64	964	152
26		4334	114						4064	123				
28		9306	285	9591					10917	236	11153			
29														
30 <sup>(1)</sup>		227	26	253	58	169			348	12	360	128	220	
31														
32		3063	150	3213					2296	190	2486			
33 <sup>(2)</sup>														
34		6246					6246		5984					5984
35 <sup>(3)</sup>		7566							7093					
36									6541	161	6702			
37														
38		80	11	Tak (?)					116	21	TAK (?)			
39			999/1 <sup>(4)</sup>	56/3	1055/4				837/12	40/11	877/16			

(1) Liczb zadziałań automatyki SPZ w sieci WN nie uwzględniono w kolumnach „sieci mieszane” oraz „sieci wiejskie”. Operator nie rozróżnia obszarów mieszanych.

(2) Operator nie prowadzi takich statystyk.

(3) Brak statystyk dotyczących działania SZR dla wszystkich napięć. Podana liczba cykli SPZ dla SN to udane cykle: 1-krotne (czas przerwy <1 s) i 2-krotne. Dla sieci WN cykli SPZ nie uwzględniono w statystykach ze względu na czas przerwy poniżej 1 s.

(4) SPZ/SZR

<sup>(1)</sup> Liczb zadziałań automatyki SPZ w sieci WN nie uwzględniono w kolumnach „sieci mieszane” oraz „sieci wiejskie”. Operator nie rozróżnia obszarów mieszanych.

<sup>(2)</sup> Operator nie prowadzi takich statystyk.

<sup>(3)</sup> Brak statystyk dotyczących działania SZR dla wszystkich napięć. Podana liczba cykli SPZ dla SN to udane cykle: 1-krotne (czas przerwy < 1 s) i 2-krotne. Dla sieci WN cykli SPZ nie uwzględniono w statystykach ze względu na czas przerwy poniżej 1 s.

<sup>(4)</sup> SPZ/SZR



ID	2007													2008												
1	1378N	337	1208241eJ	3218	10880		nN	11097	200N	11304	2830V	8471	W sieciach													
2	1791	56	184777																							

(\*)SPZISZR



**P43. Czy Pani/Pana firma określiła w formie stosownego dokumentu wymagania co do rodzaju przyrządu pomiarowego, za pomocą którego powinny być wykonywane pomiary parametrów jakości energii elektrycznej?**

ID	TAK	NIE
1		
2		
3		
4		
5		
6		
7		
8		
9		
10		
11		
12		
13		
14		
15		
16		
17		
18		
19		
20		
21		
22		
23		
24		
25		
26		
27		
28		
29		
30		
31		
32		
33		
34		
35		
36		
37		
38		
39		

**P44. Czy Pani/Pana firma wymaga, aby pomiary stanowiące podstawę rozstrzygnięcia słuszności skargi odbiorcy na złe warunki zasilania, wykonywane były za pomocą przyrządów klasy A (zgodnie z normą PN EN 61000-4-30)?**

ID	TAK	NIE
1		
2		
3		
4		
5		
6		
7		
8		
9		
10		
11		
12		
13		
14		
15		
16		
17		
18		
19		
20		
21		
22		
23		
24		
25		
26		
27		
28		
29		
30		
31		
32		
33		
34		
35		
36		
37		
38		
39		

**P46. W ilu przypadkach skargi/reklamacje odbiorcy na złą jakość dostawy energii zostały potwierdzone pomiarami (UWAGA: W poszczególnych krótkach tabeli należy podać: liczbę bezwzględną i względną odniesioną do całkowitej liczby wykonanych pomiarów)?**

ID	2006						2007						2008					
	nN		SN		WN		NN		nN		SN		WN		NN		nN	
	liczba	%	liczba	%	liczba	%	liczba	%	liczba	%	liczba	%	liczba	%	liczba	%	liczba	%
1																		
2																		
3																		
4																		
5																		
6																		
8																		
9	64	100	0	0	0	0			77	98,7	1	1,3	0	0			66	98,5
10	43	100	0	0	0	0			58	100	0	0	0	0			51	100
11																		
12	24		1						33		1						28	
13	8	5							3	1							2	1
14	9	100	0						8	100	0						9	100
15																		
16																		
17																		
18	0	0	0	0	0	0			0	0	0	0	0	0			2	13,3
19	3	0	0	0	0	0			3		0	0	0	0			6	0
20																		
21	213	78	0		0				235	83	0		0				167	77
22	101		0		0				191		0		0				158	0
23	1	1,3	0	0	0	0			3	5,8	0	0	0	0			10	15,4
24	59								103								102	0
25			0		0				15	28,8	0		0				9	23,7
26	40	24	0		0				62	26	0		0				28	15
27	1	0,11	0		0				8	0,90	0		0				9	0,86
28																		
29	50	96,13	1	2,2					62	92,19							63	88,68
30	32	34,4	2	2,2					40	59,7							27	43,5
31																		
32	68	83,9							56	80							69	80,2
33	103	54							81	43							80	39
34	89	22							94	20							97	15
35	30	62							30	46							32	50
36	92	68							100	56							109	58
37																		
39																		

P47. W ilu przypadkach skargi/reklamacje odbiorców na złą jakość zasilania zostały rozstrzygnięte na korzyść odbiorcy (UWAGA: W poszczególnych krótkich tabeli należy podać: liczbę bezwzględna i względną odniesioną do całkowitej liczby skarg na złą jakość zasilania)?

ID	2006						2007						2008					
	nN		SN		WN		NN		nN		SN		WN		NN		nN	
	liczba	%	liczba	%	liczba	%	liczba	%	liczba	%	liczba	%	liczba	%	liczba	%	liczba	%
1	71	100	0	0	0	0	0	0	95	99	1	1	0	0	0	0	85	98,8
2	26	22	2	1,7	0	0	45	32,8	45	32,8	0	0	0	0	48	46,6	1	1,2
3	2	1,7	0	0	0	0	31	42,5	31	42,5	3	42,9	0	0	19	17,3	4	44,4
4	118	100	0	0	0	0	5	0	5	0	2	66,66	0	0	13	0	0	0
5	5	5	0	0	0	0	2	40	2	40	2	66,66	0	0	1	33,33	2	50
6	4	4	0	0	0	0	128	34,1	128	34,1	18	4,8	0	0	103	31,7	12	3,7
9	71	100	0	0	0	0	205	40	205	40	0	0	0	0	209	0	0	0
10	26	22	2	1,7	0	0	89	40	89	40	0	0	0	0	107	49,2	0	0
11	5	5	0	0	0	0	75	0	75	0	0	0	0	0	69	0	0	0
12	1	2	0	0	0	0	15	32,6	15	32,6	0	0	0	0	9	28,1	0	0
13	37	100	0	0	0	0	4	6,5	4	6,5	0	0	0	0	7	25	0	0
14	0	0	0	0	0	0	22	36	22	36	0	0	0	0	17	26	0	0
15	6	60	0	0	0	0	42	62	42	62	0	0	0	0	40	53,3	1	1,4
16	21	30,9	0	0	0	0	20	29,9	20	29,9	4	6,0	0	0	21	33,9	4	6,5
17	6	60	0	0	0	0	42	75	42	75	0	0	0	0	52	75,4	0	0
18	21	30,9	0	0	0	0	71	90	71	90	0	0	0	0	84	76	0	0
19	6	60	0	0	0	0	61	14,9	61	14,9	0	0	0	0	55	14	2	33,3
20	3	42,86	2	18,18	0	0	56	27	56	27	0	0	0	0	102	43	0	0
21	118	32,7	10	2,8	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
22	183	42,7	1	0,27	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
23	115	42,7	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
24	45	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
25	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
26	7	17,5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
27	16	40	1	100	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
28	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
29	26	39,4	1	1,5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
30	28	30,1	8	8,6	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
31	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
32	54	91,5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
33	33	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
34	65	92	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
35	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
36	62	14,9	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
37	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
38	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
39	x	x	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

P48. Na jakim etapie kończył się proces rozstrzygania skarg odbiorców na złą jakość zasilania (UWAGA: W poszczególnych komórkach tabeli należy podać liczbę)?

ID	2006-2007-2008											
	nN				SN				WN			
	Rozstrzygnięcie skargi dostawcy energii	URE	Sąd	Rozstrzygnięcie skargi dostawcy energii	Rozstrzygnięcie skargi dostawcy energii	URE	Sąd	Rozstrzygnięcie skargi dostawcy energii	URE	Sąd	Rozstrzygnięcie skargi dostawcy energii	NN
1	502-604-511											
2	43-92-68											
3	22-25-22											
4	362-399-339											
5	42-46-59											
6	43-42-23											
9	92-101-83	1-1-0	0-0-0	0-0-0	0-0-0	0-0-0	0-0-0	0-0-0	0-0-0	0-0-0	0-0-0	
10	104-134-92	0-0-0	0-0-1	13-3-9	0-0-0	0-0-0	0-0-0	0-0-1	0-0-0	0-0-0	0-0-0	
11												
12												
13	45-45-33			9-7-2	0-0-0							
14	37-46-50	0-0-0	0-0-0	0-0-0	0-0-0	0-0-0	0-0-0					
15												
16												
17	16-31-36	0-0-0	0-0-0	0-1-5	0-0-0	0-0-0	0-0-0	0-0-0	0-0-0	0-0-0	0-0-0	
18	68-73-110	0-0-0	1-0-2	4-7-9	0-0-0	0-0-0	0-0-0	0-0-0	0-0-0	0-0-0	0-0-0	
19	8-7-11	0-0-0	0-0-0	0-0-0	0-0-0	0-0-0	0-0-0	0-0-0	0-0-0	0-0-0	0-0-0	
20	7-5-3	0-0-0	0-0-0	11-3-4	0-0-0	0-0-0	0-0-0	0-0-0	0-0-0	0-0-0	0-0-0	
21	305-330-341			45-28-19				0-1-0				
22	277-365-376	0-0-0	0-0-0	1-0-2	0-0-0	0-0-0	0-0-0	0-0-1	0-0-0	0-0-0	0-0-0	
23	115-89-107	0-0-0	0-0-0	0-0-0	0-0-0	0-0-0	0-0-0	0-0-1	0-0-0	0-0-0	0-0-0	
24	115-196-187	0-0-0	0-0-0	0-0-2	0-0-0	0-0-0	0-0-0	0-0-0	0-0-0	0-0-0	0-0-0	
25	0-15-9	0-0-0	0-0-0	0-0-0	0-0-0	0-0-0	0-0-0	0-0-0	0-0-0	0-0-0	0-0-0	
26	7-4-7	0-0-0	0-0-0	0-0-0	0-0-0	0-0-0	0-0-0	0-0-0	0-0-0	0-0-0	0-0-0	
27	40-61-66	0-0-0	0-0-0	1-0-0	0-0-0	0-0-0	0-0-0	0-0-0	0-0-0	0-0-0	0-0-0	
28												
29	71-79-77			1-...-1								
30	80-59-55	0-0-0	1-0-0	12-8-7	0-0-0	0-0-0	0-0-0	0-0-0	0-0-0	0-0-0	0-0-0	
31												
32	79-67-84	0-0-1	0-0-0									
33	510-656-771			5-3-4				4-0-2				
34	118-139-137	1-4-7	0-0-1	2-2-3								
35												
36	414-408-393			7-6-6								
37												
38	100%-100%-100%			100%-100%-100%								
39												



**P50. Jakie rodzaje zaburzeń były powodem skarg odbiorców na złe warunki zasilania?**

**UWAGA:** W poszczególnych komórkach tabeli należy podać dwie wartości: liczbę bezwzględną i wartość procentową w odniesieniu do całkowitej liczby skarg odbiorców na złe warunki zasilania.

ID		Zmiany częstotliwości		Nieprawidłowa wartość napięcia		Szybkie zmiany napięcia		Wahania napięcia		Zapady napięcia		Wzrosty napięcia		Krótkie przerwy w zasilaniu		Asymetria napięcia		Harmoniczne napięcia		Interharmoniczne napięcia		Przebiegi	
		%		%		%		%		%		%		%		%		%		%		%	
1			419-742-397	84-78-78	16-22-22	83-132-114	0-13-12																
2			43-56	79-56	0-12	0-13-12																	
3			13-14-15	13-14-15	9-11-7	9-11-7																	
4			315-338-288	315-338-288	37-61-51	37-61-51																	
5			17-13-21	17-13-21	25-33-38	25-33-38																	
6			31-28-17	31-28-17	12-14-6	12-14-6																	
7																							
8																							
9		0	63-81-75	88,7-85,3-88,2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	6-8-7	8,5-8,4-8,2	0	0	0	0	2-6-3	28-63-35
10		0-0-0	54-63-38	46,2-46-38,9	1-0-0	15,4-18,2-23,3	0-0-0	0-5-0	0-3,6-0	0-0-0	0-18-27-22	15,4-19,7-21,4	10,3-8-4,9	12-11-5	10,3-8-4,9	0-0-0	0-1-0	0-0-0	0-0-0	0-0-0	0-0-0	1-2-4	0,9-1,5-3,9
11																							
12			28-20-22	45,9-26,3-34,3	1-...-...	23-22,3-14	6-25-24	23-17-9	9,8-32,9-37,5	2-2-...	2-2-...	3,3-2,6-...	16,4-13,2-12,5	10-10-8	16,4-13,2-12,5	10-10-8	16,4-13,2-12,5	10-10-8	16,4-13,2-12,5	10-10-8	16,4-13,2-12,5	...-2-2	...-...-3,12
13																							
14			...-...-8	...-...-16	10-16-17	27-35-34	15-17-17	40-37-34	19-5-...	7-5-...	19-11-...											5-8-8	14-18-16

150





			146- 155	34.8- 38,	17	3.5- 4.4	130	31.6- 33.8	5	1.75- 1.3	38- 28	9.5-7.3	48	15.4- 12.5		10	2.7- 2.6
* Podano łącznie dla wszystkich rodzajów przerw (także długich i katastrofalnych).																	

SN: 2006 (...) – 2007 (...) – 2008 (...)																						
ID	Zmiany częstotliwości		Niewłaściwa wartość napięcia		Szybkie zmiany napięcia		Wahania napięcia		Zapady napięcia		Wzrosty napięcia		Krótkie przerwy w zasilaniu		Asymetria napięcia		Harmoniczne napięcia		Interharmoniczne napięcia		Przepięcia	
	%		%		%		%		%		%		%		%		%		%		%	
10	0- 0- 0		0- 0- 0		0- 0- 0		0- 0- 0		2- 0- 0	1,7- 0- 0	0- 0- 0	0- 0- 0	11- 3- 9	9,4 2,2- 8,7	0- 0- 0		0- 0- 0		0- 0- 0		0- 0- 0	
11																						
12			1- ...- ...						1- 1- 2				3- 1- 1									
18	0- 0- 0		0- 0- 0		0- 0- 0		2- 2- 4	50- 29- 44	0- 0- 0	0- 0- 0	0- 0- 0	0- 0- 0	0- 0- 0	0- 0- 0	0- 0- 0	0- 0- 0	0- 0- 0	0- 0- 0	0- 0- 0	0- 0- 0	2- 5- 4	50- 71- 44
19			0- 0- 0	1	11				0- 0- 0				0- 0- 0									
20	0- 0- 0		0- 0- 0		0- 0- 0		0- 0- 0		5- 1- 3	45- 33- 75	0- 0- 0	0- 0- 0	6- 2- 1	55- 67- 25	0- 0- 0	0- 0- 0	0- 0- 0	0- 0- 0	0- 0- 0	0- 0- 0	0- 0- 0	
21	0- 0- 0		0- 0- 0	1	0,27- 0- 0		0- 0- 0		24- 19- 10	6,67- 5,06- 3,08	1- 0- 0	0,27- 0- 0	22- 25- 16	6,11- 6,67- 4,93	0- 0- 0	0- 0- 0	0- 0- 0	0- 0- 0	0- 0- 0	0- 0- 0	0- 0- 0	
22							0- 0- 0		1- 2-2				6- 6- 21									
23							0- 0- 0		0- 0- 0				2- 2- 5									
24	0- 0- 0		0- 0- 0		0- 0- 0		0- 0- 0		0- 0- 0	0- 0- 0	0- 0- 0	0- 0- 0	0- 0- 0	0- 0- 0	0- 0- 0	0- 0- 0	0- 0- 0	0- 0- 0	0- 0- 0	0- 0- 0	0- 0- 0	0- 0- 0
25									0- 0- 0		0- 0- 0	0- 0- 0	2- 2- 2									
26									1- 2- ...	0,4- 0,6- ...	1- 1- ...	1- 1- ...	4- 4- 14	1,6- 2,2- 7,2								
27											1- ...- ...	100- ...- ...										



WN: 2006 (...) – 2007 (...) – 2008 (...)																						
ID	Zmiany częstotliwości		Niewłaściwa wartość napięcia		Szybkie zmiany napięcia		Wahania napięcia		Zapady napięcia		Wzrosty napięcia		Krótkie przerwy w zasilaniu		Asymetria napięcia		Harmoniczne napięcia		Interharmoniczne napięcia		Przepięcia	
	%		%		%		%		%		%		%		%		%		%		%	
10														...- ...- 1	%							
21														0- 1- 0,31- 0	%							
22														1- 3	%							
23														1- 3	%							
33										4- 2- 0,3- ...	0,8- 0,3- ...				%							



P51. Czy Pani/Pana firma w swojej praktyce zetknęła się z problemami złej jakości napięcia powodowanymi przez rozproszone źródła energii?

P52. Jakie źródła energii elektrycznej były przyczyną tych problemów?

ID	Tak	Nie
1.		
2.		
3.		
4.		
5.		
6.		
7.		
8.		
9.		
10.		
11.		
12.		
13.		
14.		
15.		
16.		
17.		
18.		
19.		
20.		
21.		
22.		
23.		
24.		
25.		
26.		
27.		
28.		
29.		
30.		
31.		
32.		
33.		
34.		
35.		
36.		
37.		
38.		
39.		

ID	elektrownie wiatrowe	układy fotowoltaiczne	gazowe/spalynowe	turbiny	inne – jakie komentarz w tekście)
1					
2					
3					
4					
5					
6					
7					
8					
9					
10					
11					
12					
13					
14					
15					
16					
17					
18					
19					
20					
21					
22					
23					
24					
25					
26					
27					
28					
29					
30					
31					
32					
33					
34					
35					
36					
37					
38					
39					



**P53. Jakie kwoty odszkodowania (łącznie w zł) wypłaciła Pani/Pana firma odbiorcom z tytułu niedotrzymania standardów jakościowych zasilania?**  
**UWAGA:** W poszczególnych komórkach tabeli należy podać trzy liczby: kwotę łączną oraz max. i min. wypłaconą pojedynczemu odbiorcy.

2006-2007-2008																
ID	Zmiany częstotliwości						Niewłaściwa wartość napięcia									
	nN			WN			nN			SN			WN			Max.
	Σ	Min.	Max.	Σ	Min.	Max.	Σ	Min.	Max.	Σ	Min.	Max.	Σ	Min.	Max.	
1.							23128,03-41819,78-75974,38									
2.							0-22,21-17,07									
3.							0-5778,17-0									
4.							13523,31-34307,53-75057,31									
5.							0-0-0									
6.							9604,72-1711,87-0									
9.	0	0	0	0	0	0	315,79- 95,61- 317,57	0	0	315,79- 36,33- 317,57	0	0	0	0	0	0
17.							8538,56- 10152,00- 6204			50-80-70	0-0- 1000-1000	0-0-907,07	0-0-907,07			
18.							224,39-0- 0			224,39-0-0						
21.							506,64- 88,41-...			6,93-3,53- ...	243,10- 62,41-...					
22.	224,37- 256,93- 1849,86	...	...	...	...	...	...									
23.							...									
25.							...			...						
26.							224,37- 228,05- 383,86									
29.							406,75- 1334,20- 7220,42			50- 60- 220,42	187,0- 270- 7000					
30.							9,27- 142,1- 224			0- 55,45- 97,60	7,93- 86,65- 97,60					
34.							0- 188,08- 433,09									



2006-2007-2008																								
ID	Szybkie zmiany napięcia								Wahania napięcia															
	nN				SN				WN				nN				SN				WN			
	Σ	Min.	Max.	Σ	Min.	Max.	Σ	Min.	Max.	Σ	Min.	Max.	Σ	Min.	Max.	Σ	Min.	Max.	Σ	Min.	Max.	Σ		
1.	23128,03-41819,78-75974,38																							
2.	0-22,21-17,07																							
3.	0-5778,17-0																							
4.	13523,31-34307,53-75057,31																							
5.	0-0-0																							
6.	9604,72-1711,87-0																							
8.																								
9.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
13.																								

2006-2007-2008															
ID	Zapady napięcia						Wzrosty napięcia								
	nN			SN			nN			SN			WN		
	Σ	Min.	Max.	Σ	Min.	Max.	Σ	Min.	Max.	Σ	Min.	Max.	Σ	Min.	Max.
1.	23128,03-41819,78-75974,38														
2.	0-22,21-17,07														
3.	0-5778,17-0														
4.	13523,31-34307,53-75057,31														
5.	0-0-0														
6.	9604,72-1711,87-0														
12.	....,48.84	....,48.84	....,48.84				0-665,40-985,66			0-458,85-985,66			0-665,40-985,66		
18.							9750,24-9117,8147301,95			26,44-100,46,70			3352,52-1997,07-31268,15		
19.	1450,25-752,25-2904,19	698-80-180	752,26-297,3-1980,69												
21.							114694,16-84527,02-138987,19			5721,36-3390,26-4984,10			5721,		
22.							54853,94-39386,08-83389,70			46,12-67-61			7596,09-2375,26-9435,10		
23.							39791,81-38805,98-47767,43			40-40-62,16			5621,96-4026-4908,10		
24.							39791,81-38805,98-47767,43			40-40-62,16			5621,96-4026-4908,10		
25.							20048,41-6334,96-7830,06			53,28-70,76-15			6714,87-975-1442		
27.															



2006-2007-2008																
ID	Krotkie przewzy w zasilaniu								Asymetria napięcia							
	nN				SN				nN				SN			
	Σ	Min.	Max.	Σ	Min.	Max.	Σ	Min.	Max.	Σ	Min.	Max.	Σ	Min.	Max.	
1.	23128,03-41819,78-75974,38															
2.	0-22,21-17,07															
3.	0-5778,17-0															
4.	13523,31-34307,53-75057,31															
5.	0-0-0															
6.	9604,72-1711,87-0															
13.	11-43,92-...	11-43,92-...	11-43,92-...													
19.	87,63-...	87,63-...	87,63-...													
22.																
23.	...-250 000															
24.																
30.																
35.																

2006 – 2007-2008																								
ID	Harmoniczne napięcia						Interharmoniczne napięcia						Przebiecia											
	nN			SN			nN			SN			WN			nN			SN			WN		
	Σ	Min.	Max	Σ	Min.	Max	Σ	Min.	Max	Σ	Min.	Max	Σ	Min.	Max	Σ	Min.	Max	Σ	Min.	Max			
1.	23128,03-41819,78-75974,38																							
2.	0-22,21-17,07																							
3.	0-5778,17-0																							
4.	13523,31-34307,53-75057,31																							
5.	0-0-0																							
6.	9604,72-1711,87-0																							
14.																								
19.																			70	70				
24.																			00	00				
25.																								



***Uwagi:***

Operator 22 – Odbiorcy zasilanemu z sieci 110 kV w 2008 roku wypłacono 250 000 zł z tytułu przekroczenia czasu trwania całkowitej jednorazowej nieplanowanej przerwy w zasilaniu wszystkich miejsc dostarczania.

Wobec braku możliwości wpisania w tabelę upustów za przekroczenia czasów dopuszczalnych jednorazowych awaryjnych przerw w dostawie energii elektrycznej, nie powiadomienie z odpowiednim wyprzedzeniem o planowanym wyłączeniu, kwoty upustów wynosiły: 2006 r – 33,26 zł; 2008 r – 19,51 zł.

Operator 29 – Nie uwzględniono wypłat od ubezpieczyciela.

Operator 30 – W tabeli uwzględniono wyłącznie bonifikaty za niedotrzymanie standardów jakościowych obsługi odbiorców i parametrów jakościowych energii. Nie wykazano odszkodowań dla odbiorców (nie uwzględnionych w taryfie) wypłaconych przez ubezpieczyciela spółki np. na wniosek odbiorcy za uszkodzenie odbiornika spowodowane uszkodzeniami w sieci będącej własnością spółki. Dane dotyczące odszkodowań wysokości wypłaconych przez ubezpieczyciela są chronione tajemnicą handlową ubezpieczyciela.

Operator 35 – Kwoty odszkodowania zawierają wszystkie odszkodowania wypłacone odbiorcom za straty poniesione przez nich z przyczyn leżących po stronie OSD tj. brak ciągłości lub duża rezystancja przewodu neutralnego, zamiany faz.

**P54. W ilu przypadkach dostawca energii przeprowadził pomiary parametrów jakości zasilania, które nie były wymuszone skargami odbiorców?**

ID	2006				2007				2008			
	nN	SN	WN	NN	nN	SN	WN	NN	nN	SN	WN	NN
1												
2												
3												
4												
5												
6												
7											1	
8												
9	2694				2920				3069			
10	47				103				92			
11												
12	448	3	0		409	4	0		388	4	1	
13	1592				1687				1773			
14												
15												
16												
17									4			
18	532	131			1129	111			1342	119		
19	31	5					3					
20		1				1						
21	1				2	1			3	1		
22	9276	0	11		7126	0	0		8482	3	2	
23	263	0			265	0			260	3	2	
24	11				43				52			
25	1393				1507				2422			
26	6735	0	11		4458	0	0		4745	0	0	
27	874	0	0		853	0	0		1003	0	0	
28												
29	2293				2307				2963			
30	54	0	0		36	0	0		64	0	0	
31	W 2008 r. dokonano pomiarów: 2051 stacji SN/nN, 5378 obwodów nN. Pomiary te są sumą pomiarów nie wymuszonych skargami odbiorców jak i wykonanych na wniosek odbiorców. Nie ma podziału na wymienione grupy.											
32	1278				1342				1288			
33	0	0	0		0	5	3		0	0	0	
34	7984				7600				7903			
35 <sup>23</sup>	730	b.d.	0		1037	b.d.	0		1124	3	0	
36	2745				2685				2939			
37												
38	1	0	0		1	0	0		2	0	0	
39									8	4	1	

<sup>23</sup> Nie ma jednolitego rejestru liczby pomiarów.





**P56. Które ze stwierdzeń najtrafniej oddaje ocenę Pani/Pana firmy średniego stanu jakości zasilania na terenie działania (przyjmując za poziom odniesienia poziomy graniczne parametry podane w rozporządzeniu „systemowym” oraz w normie PN EN 50 160)?**

ID	Spełnia wymagania wymienionych dokumentów	Rzadko zdarzają się przypadki nie spełnienia wymagań wymienionych dokumentów	Zdarzają się przypadki nie spełnienia wymagań wymienionych dokumentów	Trudno ocenić
1				
2				
3				
4				
5				
6				
7				
8				
9				
10				
11				
12				
13				
14				
15				
16				
17				
18				
19				
20				
21				
22				
23				
24				
25				
26				
27				
28				
29				
30				
31				
32				
33				
34				
35				
36				
37				
38				
39				

**P57. Jeśli P56 odpowiedź 2 lub 3 jakiego poziomu napięcia to dotyczy w największym stopniu?**

ID	nN	SN	WN
1			
2			
3			
4			
5			
6			
7			
8			
9			
10			
11			
12			
13			
14			
15			
16			
17			
18			
19			
20			
21			
22			
23			
24			
25			
26			
27			
28			
29			
30			
31			
32			
33			
34			
35			
36			
37			
38			
39			



**P58. Czy na obszarze działania Pani/Pana firmy zostały zawarte umowy (przyłączeniowe, sprzedaży, dystrybucyjna, kompleksowa) o warunkach jakościowych dostawy energii innych niż zapisane w rozporządzeniu systemowym?**

ID	Tak	Nie	Nie ma dostępu do takich informacji
1.			
2.			
3.			
4.			
5.			
6.			
7.			
8.			
9.			
10.			
11.			
12.			
13.			
14.			
15.			
16.			
17.			
18.			
19.			
20.			
21.			
22.			
23.			
24.			
25.			
26.			
27.			
28.			
29.			
30.			
31.			
32.			
33.			
34.			
35.			
36.			
37.			
38.			
39.			



P64. Co było przyczyną zainstalowania systemu pomiarowego?

ID	skargi odbiorców	przewidywane w przyszłości rozwiązania ustawowe	potrzeby techniczne wynikające z eksploatacji systemu
5			
6			
7			
8			
9			
12			
13			
14			
15			
16			
17			
18			
19			
20			
21			
22			
23			
24			
25			
26			
27			
28			
29			
30			
31			
32			
33			
34			
35			
36			
37			
38			
39			

P65. Proszę określić, jakie były podstawowe cele instalowania systemu monitorowania. Proszę wskazać 3 najważniejsze, wpisując cyfrę od 1 do 3 , gdzie 1 oznacza najważniejszy z celów.

ID	analiza statystyczna zmian parametrów jakości zasilania jako informacja o stanie technicznym systemu elektroenergetycznego	wymagania związane z decyzjami URE	Lokalizacja źródeł zaburzeń	Badania techniczne	Wydawanie warunków technicznych przyłączenia	Indywidualny kontrakt na dostawę energii	weryfikacja poziomów jakości ze skargi odbiorców i wynikające z nich skutki finansowe dla dostawcy	inne- jakie
5								
6								
7								
8								
9								
15								
16								
17								
18	1		3	2				
19								
20								
21								
22								
23								
24								
25								
26								
27								
28								
29								
30								
31	2		1		3			
32								
33								
34								
35								
36								
37								
38								
39								



**P66. Proszę zaznaczyć (wstawiając x w odpowiednią komórkę), jakie parametry są rejestrowane:**

ID	Zmiany częstotliwości	Wartość napięcia	Szybkie zmiany napięcia	Krótkookresowy wskaźnik migotania światła Pst	Długookresowy wskaźnik migotania światła Plt	Zapady napięcia	Wzrosty napięcia	Krótkie przerwy w zasilaniu	Współczynnik asymetrii napięcia	Harmoniczne napięcia	THD (U)	Interharmoniczne napięcia	Przebiegi
7	WN-v	WN-x	WN-x	WN-x	WN-x	WN-x	WN-x	WN-x	WN-x	WN-x	WN-x	WN-x	WN-v
18	SN-x	SN-x	SN-x			SN-x	SN-x	SN-x		SN-x	SN-x		
31	nN-x					nN-x	nN-x						
39	SN-x WN-X	SN-x WN-X							SN-x WN-X	SN-x WN-X	SN-x WN-X		

**P67. Jakże punkty są monitorowane?**

ID	łącza przesyłowej rozdzielczej	sieci i	punkty dostawy energii na poziomie WN	rozdzienie napięciem wyślowym 110 kV	z	punkty dostawy energii na poziomie SN (wybrane)	stacje transformatorowe SN/nN (wybrane)	punkty dostawy na poziomie nN (wybrane np. w oparciu o skargi odbiorców, doświadczenie operatora, czułe odbiorniki itp.)	inne – jakie
7									
11									
18									
31									
39									

**P68. Proszę określić liczbę monitorowanych punktów:**

ID	SIECI MIEJSKIE				SIECI WIEJSKIE				SIECI NAPIOWIETRZNE				SIECI KABLOWE				SIECI MIESZANE			
	Liczba punktów	Względna liczba punktów (odniesiona do całkowitej liczby punktów energii wyróżnionych w sieciach)	Liczba punktów	Względna liczba punktów (odniesiona do całkowitej liczby punktów energii wyróżnionych w sieciach)	Liczba punktów	Względna liczba punktów (odniesiona do całkowitej liczby punktów energii wyróżnionych w sieciach)	Liczba punktów	Względna liczba punktów (odniesiona do całkowitej liczby punktów energii wyróżnionych w sieciach)	Liczba punktów	Względna liczba punktów (odniesiona do całkowitej liczby punktów energii wyróżnionych w sieciach)	Liczba punktów	Względna liczba punktów (odniesiona do całkowitej liczby punktów energii wyróżnionych w sieciach)	Liczba punktów	Względna liczba punktów (odniesiona do całkowitej liczby punktów energii wyróżnionych w sieciach)	Liczba punktów	Względna liczba punktów (odniesiona do całkowitej liczby punktów energii wyróżnionych w sieciach)	Liczba punktów	Względna liczba punktów (odniesiona do całkowitej liczby punktów energii wyróżnionych w sieciach)	Liczba punktów	Względna liczba punktów (odniesiona do całkowitej liczby punktów energii wyróżnionych w sieciach)
7	6						6													
11							2													
18	3	6,76	2	4,64																
31	453	0,2	1659	0,18																
39	3																			

**P69. Jaki jest średni czas pomiarów w jednym punkcie?**

ID	Pomiar ciągły	Pomiar realizowany przez przyrządy przemierzające się w określonym czasie:	Pomiar realizowany wg innych zasad – jakich
7	x	jeden tydzień	inny okres czas – podać jaki
11	x		
18	x	x	
31	x	x	
39	x		



**P72. Czy posiadane liczniki i/lub rejestratory zawierające moduł pomiarów „jakościowych” są wykorzystywane w Pani/Pana firmie jako źródło informacji o wartości parametrów jakości zasilania?**

ID	Tak	Nie
1.		
2.		
3.		
4.		
5.		
6.		
7.		
8.		
9.		
10.		
11.		
12.		
13.		
14.		
15.		
16.		
17.		
18.		
19.		
20.		
21.		
22.		
23.		
24.		
25.		
26.		
27.		
28.		
29.		
30.		
31.		
32.		
33.		
34.		
35.		
36.		
37.		
38.		
39.		

**P73. Czy uzyskane za pomocą liczników/rejestratorów wyniki pomiarów są archiwizowane w dedykowanej bazie danych?**

ID	Tak	Nie
1.		
2.		
3.		
4.		
5.		
6.		
7.		
8.		
9.		
10.		
11.		
12.		
13.		
14.		
15.		
16.		
17.		
18.		
19.		
20.		
21.		
22.		
23.		
24.		
25.		
26.		
27.		
28.		
29.		
30.		
31.		
32.		
33.		
34.		
35.		
36.		
37.		
38.		
39.		



P74. Czy dane te są udostępniane odbiorcy na jego życzenie?

P75. Kto jest dysponentem tych danych?

P76. Czy w planowanym systemie monitorowania przewiduje się wykorzystanie liczników i/lub rejestratorów zawierających moduł pomiarów „jakościowych” ?

ID	Tak	Nie
1.		
2.		
3.		
4.		
5.		
6.		
7.		
8.		
9.		
10.		
11.		
12.		
13.		
14.		
15.		
16.		
17.		
18.		
19.		
20.		
21.		
22.		
23.		
24.		
25.		
26.		
27.		
28.		
29.		
30.		
31.		
32.		
33.		
34.		
35.		
36.		
37.		
38.		
39.		

ID	wykonawca pomiarów	dział obsługi klienta	inne działy – jakie:
1.			
2.			
3.			
4.			
5.			
6.			
7.			
8.			
9.			
10.			
11.			
12.			
13.			
14.			
15.			
16.			
17.			
18.			
19.			
20.			
21.			
22.			
23.			
24.			
25.			
26.			
27.			
28.			
29.			
30.			
31.			
32.			
33.			
34.			
35.			
36.			
37.			
38.			
39.			

ID	Tak	Nie
1.		
2.		
3.		
4.		
5.		
6.		
7.		
8.		
9.		
10.		
11.		
12.		
13.		
14.		
15.		
16.		
17.		
18.		
19.		
20.		
21.		
22.		
23.		
24.		
25.		
26.		
27.		
28.		
29.		
30.		
31.		
32.		
33.		
34.		
35.		
36.		
37.		
38.		
39.		

**P77. Proszę określić, ile liczników/rejestratorów z opcją pomiaru parametrów jakości funkcjonuje na terenie działania dostawcy energii:**

ID	nN			SN			WN			NN		
	Liczba liczników/rejestratorów	Względna (odniesiona całkowitej liczby liczników/rejestratorów na podanym poziomie napięcia)	liczba do liczby	Liczba liczników/rejestratorów	Względna (odniesiona całkowitej liczby liczników/rejestratorów na podanym poziomie napięcia)	liczba do liczby	Liczba liczników/rejestratorów	Względna (odniesiona całkowitej liczby liczników/rejestratorów na podanym poziomie napięcia)	liczba do liczby	Liczba liczników/rejestratorów	Względna (odniesiona całkowitej liczby liczników/rejestratorów na podanym poziomie napięcia)	liczba do liczby
6.												
7.							6				6	
8.	10			5			5				20	
9.	6			1			1				8	
10.	0			0			0					
11.												
12.	0			0			0					
13.	169	0.05%		145	17.06%		8	100%			300	
14.	0			0			0					
15.												
16.												
17.												
18.				5	11.63						5	
19.	0			0			0					
20.	530	0.17%		207	57%		8	50%			700	
21.	~1600	0.31%		~700	60.04		~10	100%			2000	
22.												
23.												
24.												
25.												
26.												
27.												
28.												
29.	33	1									34	
30.	839	0.0017%		296	0.065		0				1000	
31.	160	1									161	
32.	0			0			0					
33.	380	0.00056		633	0.38		27	0.6			1000	
34.												
35.												
36.	1426	1426/751685		375	375/1824		23	23/85			2000	
37.							2				2	
38.	334	1		77	1		35	1			400	
39.	0			0			0					

P78. Jaki parametry jakości zasilania są obecnie mierzone za pomocą istniejących liczników/rejestratorów?

ID	nN												Przebiegi
	Zmiany częstotliwości	Wartość napięcia	Szybkie zmiany napięcia	Krótkookresowy wskaźnik migotania światła Pst	Długookresowy wskaźnik migotania światła Plt	Zapady napięcia	Wzrosty napięcia	Krótkie przerwy w zasilaniu	Współczynnik asymetrii napięcia	Harmoniczne napięcia	THD (U)	Interharmoniczne napięcia	
1													
2													
3													
4													
5													
6													
7													
8													
9													
10													
11													
12													
13													
14													
15													
16													
17													
18													
19													
20													
21													
22													
23													
24													
25													
26													
27													
28													
29													
30													
31													
32													
33													
34													
35													
36													
37													
38													
39													





SN													
ID	Zmiany częstotliwości	Wartość napięcia	Szybkie zmiany napięcia	Krótkookresowy wskaźnik migotania światła Pst	Długookresowy wskaźnik migotania światła Plt	Zapady napięcia	Wzrosty napięcia	Krótkie przerwy w zasilaniu	Współczynnik asymetrii napięcia	Harmoniczne napięcia	THD (U)	Interharmoniczne napięcia	Przebiegła
1													
2													
3													
4													
5													
6													
7													
8													
9													
10													
11													
12													
13													
14													
15													
16													
17													
18													
19													
20													
21													
22													
23													
24													
25													
26													
27													
28													
29													
30													
31													
32													
33													
34													
35													
36													
37													
38													
39													



WN														Przebiecia	
ID	Zmiany częstotliwości	Wartość napiecia	Szybkie zmiany napiecia	Krótkookresowy wskaznik migotania swiatla Pst	Długookresowy wskaznik migotania swiatla Plt	Zapady napiecia	Wzrosty napiecia	Krótkie przerwy w zasilaniu	Współczynnik asymetrii napiecia	Harmoniczne napiecia	THD (U)	Interharmoniczne napiecia	Przebiecia		
1															
2															
3															
4															
5															
6															
7															
8															
9															
10															
11															
12															
13															
14															
15															
16															
17															
18															
19															
20															
21															
22															
23															
24															
25															
26															
27															
28															
29															
30															
31															
32															
33															
34															
35															
36															
37															
38															
39															



P79. W którym roku planowana jest budowa systemu do pomiaru parametrów jakości zasilania

P80. Który czynnik w największym stopniu przyspieszyłby instalację systemu monitorowania parametrów jakości zasilania?

P81. Który jeszcze czynnik, poza zaznaczonym w P80, przyspieszyłby instalację systemu monitorowania parametrów jakości zasilania?

ID	2009	2010	2011	2012	2013	trudno określić
1						
2						
3						
4						
5						
6						
7						
8						
9						
10						
11						
12						
13						
14						
15						
16						
17						
18						
19						
20						
21						
22						
23						
24						
25						
26						
27						
28						
29						
30						
31						
32						
33						
34						
35						
36						
37						
38						
39						

ID	techniczna potrzeba	skargi odbiorców	wymóg regulatora	wymóg ustawowy
1.				
2.				
3.				
4.				
5.				
6.				
7.				
8.				
9.				
10.				
11.				
12.				
13.				
14.				
15.				
16.				
17.				
18.				
19.				
20.				
21.				
22.				
23.				
24.				
25.				
26.				
27.				
28.				
29.				
30.				
31.				
32.				
33.				
34.				
35.				
36.				
37.				
38.				
39.				

ID	techniczna potrzeba	skargi odbiorców	wymóg regulatora	wymóg ustawowy
1.				
2.				
3.				
4.				
5.				
6.				
7.				
8.				
9.				
10.				
11.				
12.				
13.				
14.				
15.				
16.				
17.				
18.				
19.				
20.				
21.				
22.				
23.				
24.				
25.				
26.				
27.				
28.				
29.				
30.				
31.				
32.				
33.				
34.				
35.				
36.				
37.				
38.				
39.				

**P82. Jakie parametry jakości energii elektrycznej należy zdaniem Pani/Pana firmy monitorować w takim systemie w pierwszej kolejności?**  
**Proszę wskazać 6 najważniejszych, wpisując cyfrę od 1 do 6, gdzie 1 oznacza wskaźnik do monitorowania w pierwszej kolejności, 6- wskaźnik do monitorowania w ostatniej kolejności.**

ID	zmiany częstotliwości	niewłaściwa wartość skuteczna napięcia	szybkie zmiany napięcia	wahania napięcia	zapady napięcia	wzrosty napięcia	krótkie przerwy w zasilaniu	asymetria napięcia	harmoniczne napięcia	interharmoniczne napięcia	przebiegi dorywcze	przebiegi przejściowe	sygnały napięciowe do transmisji informacji
1													
2													
3													
4													
5													
6													
7	6	1	2		5	5	4	5	3				
8	6	1	2				4	5	3				
9	6	1	2				4	5	3				
10		1	5	6	3	2							
11						x		x					
12			x	x	x								
13		1	5	3	2		6	4					
14	2	3	6	5	4	1							
15													
16													
17		1	3	2	4	5	6						
18				1	3	2	4			6	5		
19		1		3	4		2	5			6		
20		1		2	4		6	3	5				
21		1	5		2		3	6	4				
22	5	1			2		6	4	3				
23	5	1			2		6	4	3				
24	5	1			2		6	4	3				
25	5	1			2		6	4	3				
26	5	1			2		6	4	3				
27	5	1			2		6	4	3				
28													
29		1			6		2	3	4				
30		1	6	2			3	4	5	5			
31	6	1		3	2				4				5
32	2	1	3	6	4	5			4				
33		1			5	6	2	4	3				
34		1		4	3	5	2		6				
35		1		3	4	5	2				6		
36		1	5	2	4		6		3				
37		1		3	4	6	5	2					
38		5	1	2	4		6	4	3				
39				1	2						3		



**P83. Czy zdaniem Pani/Pana firmy, mierniki stanowiące element systemu monitorowania, należy instalować w pierwszej kolejności przyjmując za kryterium:**

ID	poziom napięcia				rodzaj odbiorcy na zaciśkach którego wykonwany będzie pomiar	rodzaj sieci				łącza sieci przesyłowej I rozdzielczej	miejsca dostawy energii do odbiorców na poziomie WVN	rozdzielnie z napięciem wyższym 10 kV	miejsca dostawy energii na poziomie SN (wybrane)	rozdzielnie SN/nN (wybrane)	miejsca dostawy na poziomie nN (wybrane np. w oparciu o skargi odbiorców, doświadczenie	miejsca dostawy energii o odbiorców o warunkach dostawy określonych indywidualną umową różną od standardowej	należy stosować inne kryteria - jakie
	s. nN	s. SN	s. WN	s. NN		napowietrzne	kablowe	miejskie	wiejskie								
7.																	
8.																	
9.																	
10.																	
11.																	
12.																	
13.																	
14.																	
17.																	
18.																	
19.																	
20.																	
21.																	
22.																	
23.																	
24.																	
25.																	
26.																	
27.																	
28.																	
29.																	
30.																	
31.																	
32.																	
33.																	
34.																	
35.																	
36.																	
37.																	
38.																	
39.																	



**P84. Jaki zdaniem Pani/Pana firmy system monitoringu P85. Jaki sposób upublicznienia danych jakościowych uzyskanych w efekcie pracy systemu monitorowania jest zdaniem Pani/Pana firmy najkorzystniejszy? Proszę wskazać trzy, wpisując cyfrę od 1 do 3, gdzie 1 oznacza najkorzystniejszy.**

ID	Przyrządy instalowane stale (pomiar ciągły on-line)	Przyrządy przemieszczające się	Działający wg innej organizacji pomiaru
1.			
2.			
3.			
4.			
5.			
6.			
7.			
8.			
9.			
10.			
11.			
12.			
13.			
14.			
15.			
16.			
17.			
18.			
19.			
20.			
21.			
22.			
23.			
24.			
25.			
26.			
27.			
28.			
29.			
30.			
31.			
32.			
33.			
34.			
35.			
36.			
37.			
38.			
39.			

ID	Strona internetowa powszechnie dostępna	Strona internetowa z hasłem	Informacje u operatora systemu przesyłowego lub właściciela urządzeń pomiarowych	Roczny raport regulatora	Na każde życzenie odbiorcy	Tylko na życzenie URE lub sądu	Odbiorcy mają dostęp do danych w formie rocznego raportu w oparciu o stosowny warunek w umowie na dostawę energii	Właściciel mierników ma dostęp do danych szczegółowych, upublicznia się jedynie dane zagregowane
7.			3		x		2	1
8.			3				2	1
9.			3				2	1
10.	1		3	2				
11.					x	x		
12.		x		x				
13.			3	2		1		
14.		1		2		3		
15.								
16.								
17.			1	2		3		
18.	3	1	1	3	1	1	1	2
19.						1		3
20.			3			2		1
21.	3		1			2	3	
22.			1	2				
23.			1	2			3	
24.			1	2			3	
25.			1	2			3	
26.			1	2			3	
27.			1	2			3	
28.								
29.			1	2				3
30.			1	2			3	
31.	1			2	3			
32.		2			1	3		
33.			2		1			3
34.			1		2	3		
35.		1				3		2
36.			3			1		2
37.			2				3	1
38.					3	2		1
39.				2		1		3

**P86. Jaki poziom agregacji wyników pomiarów powinien być stosowany? Proszę wskazać trzy, wpisując cyfrę od 1 do 3, gdzie 1 oznacza najważniejszy.**

ID	poziom krajowy	poziom operatora	region geograficzny	oddzielne linie zasilające	oddzielnie dla różnych grup odbiorców	z podziałem na poziomy napięcia	wg. przyczyny zaburzenia	oddzielnie dla sieci miejskich/wiejskich	oddzielnie dla sieci kablowych/napowietrznych	inny
7.		1			2	3				
8.		1			2	3				
9.					2	3				
10.						1		2	3	
11.		x								
12.		x	x			x				
13.					3	1		2		
14.		1				3	2			
15.										
16.										
17.						2	3	2	1	
18.						1		2	3	
19.	3	1				2				
20.	1	2				3				
21.		1		3		2				
22.	1		3			2				
23.	1		3			2				
24.	1		3			2				
25.	1		3			2				
26.	1		3			2				
27.	1		3			2				
28.										
29.	1					2			3	
30.		2			3	1				
31.	1					2			3	
32.		1	3			2				
33.		1				2		3		
34.		1				2	3			
35.		1				2	3			
36.		2				1		3		
37.		1			3		2			
38.	1					2	3			
39.		1								



**P87. Czy w przypadku farm wiatrowych na terenie działania Pani/Pana firmy, instalowane są urządzenia do monitorowania parametrów jakości energii on-line?**

**P88. Jaka jest szacunkowa liczba potrzebnych punktów pomiarowych w systemie monitoringu dla obszaru działania Pani/Pana firmy?**

ID	Tak	Nie	Zależy okoliczności	od	Nie dotyczy
1.					
2.					
3.					
4.					
5.					
6.					
7.					
8.					
9.					
10.					
11.					
12.					
13.					
14.					
15.					
16.					
17.					
18.					
19.					
20.					
21.					
22.					
23.					
24.					
25.					
26.					
27.					
28.					
29.					
30.					
31.					
32.					
33.					
34.					
35.					
36.					
37.					
38.					
39.					

ID	nN		SN		WN		NN	
	Szacowana liczba przyrządów	Procent w odniesieniu do całkowitej liczby odbiorców nN	Szacowana liczba przyrządów	Procent w odniesieniu do całkowitej liczby odbiorców SN	Szacowana liczba przyrządów	Procent w odniesieniu do całkowitej liczby odbiorców WN	Szacowana liczba przyrządów	Procent w odniesieniu do całkowitej liczby odbiorców NN
3.								
4.								
5.								
6.								
7.								
8.								
9.								
10.	25 000	5,6						
11.	5		5		2			
12.								
13.	30 000	9	1130	163 (?)	70	2 333 (?)		
14.								
15.	54	2	43	10,64	19	100		
16.								
17.								
18.								
19.								
20.			34	4,4	28	2800 (?)		
21.								
22.	1000		750		200			
23.								
24.								
25.								
26.								
27.								
28.	14 300	2,14	100	11,6	0	0		
29.	28 500	5,5	66	4	40	0,008		
30.	250	4,1						
31.								
32.	200	0,03	25	1,9	5	21		
33.								
34.								
35.								
36.								
37.					100			
38.	5 600	99						
39.	3 000	3000/1120788	4 000	4000/1279	740	740/1120788		





## 5.4 Ekstremalnie niesprzyjające warunki pogodowe

### 5.4.1 Zdarzenia nadzwyczajne uznawane jako przyczyna niedostarczenia energii

#### Ekstremalnie silny wiatr

Na podstawie uzyskanych wyników można wnioskować o dużym zróżnicowaniu w klasyfikacji siły wiatru uznawanej za zdarzenie ekstremalne. W większości przypadków wielkość graniczna siły wiatru wynika z zapisów umowy ubezpieczeniowej. Najczęściej wskazywaną wartością było 17 m/s (20% odpowiedzi) a w dalszej kolejności 25 m/s oraz 13,9 m/s (12% odpowiedzi). Spośród operatorów objętych badaniem 32% nie klasyfikuje siły wiatru ze względu na możliwość występowania zdarzeń katastrofalnych. W przypadkach, gdy operator zawarł umowę ubezpieczeniową obejmującą katastrofalne skutki działania wiatru stosowane są kryteria oceny oraz procedury dokumentowania zjawiska określone w umowie.

Tabela 5.4-1 Klasyfikacja wiatru jako zdarzenia ekstremalnego

Lp.	Parametr	Liczba odpowiedzi	% odpowiedzi
1	Prędkość wiatru > 13,9 m/s	3	12%
2	Prędkość wiatru >17 m/s	5	20%
3	Prędkość wiatru > 17,5 m/s	1	4%
4	Prędkość wiatru >20 m/s	1	4%
5	Prędkość wiatru >25 m/s	3	12%
6	Brak klasyfikacji	8	32%
7	Brak odpowiedzi	4	16%

Najczęstszym źródłem informacji służącym identyfikacji zjawiska oraz dokumentowaniu jego przebiegu są raporty, prognozy, komunikaty oraz ostrzeżenie wydawane przez Instytut Meteorologii i Gospodarki Wodnej, inny serwis pogodowy lub pomiary wykonywane w własnej stacji meteorologicznej operatora. Kolejnym pod względem częstości wykorzystania są ostrzeżenia i komunikaty wydawane przez Wojewódzkie Centra Zarządzania Kryzysowego lub inne organa i służby administracji państwowej i samorządowej. Nie prowadzi pomiarów i nie dokumentuje siły wiatru 8% operatorów objętych badaniem.

Operatorzy objęci badaniem wykorzystują informacje z serwisów pogodowych w dwojaki sposób, jako ostrzeżenie przed zbliżającymi się ekstremalnie niesprzyjającymi warunkami pogodowymi (w podobny sposób wykorzystywane są ostrzeżenia z WCZK) w



celu przygotowania swoich służb na wypadek sytuacji kryzysowej oraz po wystąpieniu zdarzenia w celu udokumentowania przyczyn powstałych awarii.

Tabela 5.4-2 Sposób identyfikowania lub dokumentowania zjawiska

Lp.	Wyszczególnienie	Liczba odpowiedzi	% odpowiedzi
1	Raporty, prognozy, komunikaty, ostrzeżenia IMiGW, własnej stacji meteorologicznej bądź innego serwisu pogodowego	13	33%
2	Procedury i kryteria stosowane w umowie z firmą ubezpieczeniową	8	21%
3	Ostrzeżenia i komunikaty z Wojewódzkiego Centrum Zarządzania Kryzysowego bądź innych organów i służb administracji państwowej i samorządowej	8	21%
4	Zapisy w raportach dziennych o przyczynach zakłóceń	3	8%
5	Zapisy dzienne generacji wiatrowej	1	3%
6	Brak dokumentowania	3	8%
7	Brak odpowiedzi	3	8%

Do najczęściej wymienianych skutków działania ekstremalnie silnego wiatru należą zerwane przewody linii napowietrznych oraz uszkodzenia lub naruszenia stabilności konstrukcji wsporczych oraz słupów linii napowietrznych WN, SN i nN (wskazało je odpowiednio 39% i 36% odpowiadających). W dalszej kolejności wymieniano uszkodzenia konstrukcji budynków stacyjnych (np. zerwane dachy) oraz przepięcia, zwarcia na liniach i urządzeniach elektroenergetycznych – występowanie licznych pobudzeń i zdarzeń układów EAZ (7% odpowiadających). W pojedynczych przypadkach wskazywano na uszkodzenia izolatorów linii napowietrznych, uszkodzenia aparatów stacji transformatorowych oraz przepalone wkładki bezpiecznikowe. Wśród innych skutków, pośrednio świadczących o sile wiatru i mogących być przyczyną awarii w sieci elektroenergetycznej najczęściej wymieniano: wyrwane z korzeniami lub połamane drzewa i gałęzie, zerwane dachy, unoszące się w powietrzu fragmenty uszkodzonych obiektów (np. blachy z dachów).

Tabela 5.4-3 Skutki działania ekstremalnie silnego wiatru

Lp.	Wyszczególnienie	Liczba odpowiedzi	% odpowiedzi
1	Zerwane przewody linii napowietrznych oraz przyłączy	22	39%
2	Uszkodzenia lub naruszenie stabilności konstrukcji wsporczych oraz słupów linii napowietrznych WN, SN, nN	20	35%
3	Uszkodzenia konstrukcji budynków stacyjnych (zerwane dachy)	4	7%
4	Przepięcia, zwarcia na liniach i urządzeniach elektroenergetycznych	4	7%



5	Uszkodzenia izolatorów linii napowietrznych	2	4%
6	Uszkodzenia aparatów stacji transformatorowych	1	2%
7	Przepalone wkładki bezpiecznikowe	1	2%
8	Brak odpowiedzi	3	5%

### Ekstremalne opady deszczu

Większość (60%) badanych operatorów nie prowadzi klasyfikacji opadów deszczu pod kątem zdarzeń ekstremalnych. Wśród operatorów, którzy prowadzą klasyfikację opadów deszczu dominują posiadający umowy ubezpieczeniowe i to one określają natężenie opadów dające podstawę do wszczęcia postępowania odszkodowawczego. Jak wynika, z uzyskanych odpowiedzi, za ekstremalne opady deszczu uznaje się opady o współczynniku wydajności (wg skali Chomicza) powyżej „3” lub „4”. Tylko w jednym przypadku za graniczną wartość ekstremalnych opadów deszczu przyjęto natężenie opadów przekraczające 100 l/m<sup>2</sup>/60 min.

Tabela 5.4-4 Klasyfikacja opadów deszczu jako zdarzenia ekstremalnego

Lp.	Parametr	Liczba odpowiedzi	% odpowiedzi
1	Współczynnik wydajności opadu powyżej "3"	2	8%
2	Współczynnik wydajności opadu powyżej "4"	3	12%
3	Blżej nie określone kryteria z umowy ubezpieczeniowej	3	12%
4	100 l/m <sup>2</sup> /60 min	1	4%
5	Brak klasyfikacji	15	60%
6	Brak odpowiedzi	1	4%

Najczęstszym źródłem informacji (24 %), służącym identyfikacji zjawiska oraz dokumentowaniu jego przebiegu są raporty, prognozy, komunikaty oraz ostrzeżenie wydawane przez Instytut Meteorologii i Gospodarki Wodnej, inny serwis pogodowy lub pomiary wykonywane w własnej stacji meteorologicznej operatora. 18% badanych operatorów stosuje kryteria oraz dokumentuje zjawisko zgodnie z procedurami określonymi w umowach ubezpieczeniowych. Kolejnym pod względem częstości wykorzystania są ostrzeżenia i komunikaty wydawane przez Wojewódzkie Centra Zarządzania Kryzysowego lub inne organa i służby administracji państwowej i samorządowej (15%). Nie prowadzi pomiarów i nie dokumentuje ekstremalnych opadów deszczu 12% operatorów objętych badaniem, a dalszych 21% uchyliło się od odpowiedzi.



Tabela 5.4-5 Sposób identyfikowania lub dokumentowania zjawiska

Lp.	Wyszczególnienie	Liczba odpowiedzi	% odpowiedzi
1	Raporty, prognozy, komunikaty, ostrzeżenia IMiGW, własnej stacji meteorologicznej bądź innego serwisu pogodowego	8	24%
2	Procedury i kryteria stosowane w umowie z firmą ubezpieczeniową	6	18%
3	Ostrzeżenia i komunikaty z Wojewódzkiego Centrum Zarządzania Kryzysowego bądź innych organów i służb administracji państwowej i samorządowej	5	15%
4	Zapisy w raportach dziennych o przyczynach zakłóceń	3	9%
6	Brak dokumentowania	4	12%
7	Brak odpowiedzi	7	21%

Do najczęściej wymienianych skutków działania ekstremalnie silnych opadów deszczu należą uszkodzenia lub naruszenia stabilności konstrukcji wsporczych oraz słupów linii napowietrznych WN, SN i nN (wskazało je 38% odpowiadających). W dalszej kolejności wymieniano podtopienia stacji transformatorowych i GPZ oraz przebiegi, zwarcia na liniach i urządzeniach elektroenergetycznych – występowanie licznych pobudeń i zdarzeń układów EAZ (odpowiednio 21% i 9% odpowiadających). W pojedynczych przypadkach wskazywano na zalewanie studzienek i kanałów kablowych oraz utrudniony dojazd, wydłużający czas usuwania awarii.

Tabela 5.4-6 Skutki działania ekstremalnych opadów deszczu

Lp.	Wyszczególnienie	Liczba odpowiedzi	% odpowiedzi
1	Uszkodzenia lub naruszenie stabilności konstrukcji wsporczych oraz słupów linii napowietrznych WN, SN, nN	13	38%
2	Podtopienia stacji transformatorowych i GPZ	7	21%
3	Przebiegi, zwarcia na liniach i urządzeniach elektroenergetycznych	3	9%
4	Zalanie studzienek i kanałów kablowych	2	6%
5	Utrudniony dojazd wydłużający czas usuwania awarii	1	3%
6	Brak odpowiedzi	8	24%

### Ekstremalne opady śniegu

Ponad połowa (60%) badanych operatorów nie prowadzi klasyfikacji opadów śniegu pod kątem zdarzeń ekstremalnych. Wśród operatorów, którzy prowadzą klasyfikację opadów śniegu dominują posiadający umowy ubezpieczeniowe i to one określają natężenie opadów dające podstawę do wszczęcia postępowania odszkodowawczego.



Tabela 5.4-7 Klasyfikacja opadów śniegu jako zdarzenia ekstremalnego

Lp.	Wyszczególnienie	Liczba odpowiedzi	% odpowiedzi
1	Klasyfikacja ubezpieczyciela	6	24%
2	Brak klasyfikacji	15	60%
3	Brak odpowiedzi	4	16%

Najczęstszym źródłem informacji (30 %), służącym identyfikacji zjawiska oraz dokumentowaniu jego przebiegu są raporty, prognozy, komunikaty oraz ostrzeżenie wydawane przez Instytut Meteorologii i Gospodarki Wodnej, inny serwis pogodowy lub pomiary wykonywane w własnej stacji meteorologicznej operatora. 25% badanych operatorów stosuje kryteria oraz dokumentuje zjawisko zgodnie z procedurami określonymi w umowach ubezpieczeniowych. Kolejnym pod względem częstości wykorzystania są ostrzeżenia i komunikaty wydawane przez Wojewódzkie Centra Zarządzania Kryzysowego lub inne organa i służby administracji państwowej i samorządowej (25%). Stosunkowo najrzadziej (15% odpowiedzi) wskazywano na zapisy w raportach dziennych o przyczynach zakłóceń pracy sieci elektroenergetycznej. Nie prowadzi pomiarów i nie dokumentuje ekstremalnych opadów śniegu 15% operatorów objętych badaniem.

Tabela 5.4-8 Sposób identyfikowania lub dokumentowania zjawiska

Lp.	Wyszczególnienie	Liczba odpowiedzi	% odpowiedzi
1	Raporty, prognozy, komunikaty, ostrzeżenia IMiGW, własnej stacji meteorologicznej bądź innego serwisu pogodowego	6	30%
2	Procedury i kryteria stosowane w umowie z firmą ubezpieczeniową	6	30%
3	Ostrzeżenia i komunikaty z Wojewódzkiego Centrum Zarządzania Kryzysowego bądź innych organów i służb administracji państwowej i samorządowej	5	25%
4	Zapisy w raportach dziennych o przyczynach zakłóceń	3	15%
5	Brak dokumentowania	3	15%
6	Brak odpowiedzi	6	30%

Do najczęściej wymienianych skutków działania ekstremalnie intensywnych opadów śniegu należą zerwane przewody linii napowietrznych oraz uszkodzenia lub naruszenia stabilności konstrukcji wsporczych oraz słupów linii napowietrznych WN, SN i nN (wskazało je odpowiednio 34% i 32% odpowiadających). Znacznie rzadziej wymieniano uszkodzenia aparatów stacji transformatorowych, uszkodzenia konstrukcji budynków stacyjnych (np. zerwane dachy) oraz przepięcia, zwarcia na liniach i urządzeniach elektroenergetycznych (odpowiednio: 6 i 4% odpowiadających). W pojedynczych przypadkach wskazywano na



uszkodzenia izolatorów linii napowietrznych oraz podtopienia stacji transformatorowych i GPZ ( w wyniku szybkiego topnienia pokrywy śnieżnej).

Tabela 5.4-9 Skutki działania ekstremalnych opadów śniegu

Lp.	Wyszczególnienie	Liczba odpowiedzi	% odpowiedzi
1	Zerwane przewody linii napowietrznych oraz przyłączy	17	34%
2	Uszkodzenia lub naruszenie stabilności konstrukcji wsporczych oraz słupów linii napowietrznych WN, SN, nN	16	32%
3	Uszkodzenia aparatów stacji transformatorowych	3	6%
4	Uszkodzenia konstrukcji budynków stacyjnych (zerwane dachy)	2	4%
5	Przebiecia, zwarcia na liniach i urządzeniach elektroenergetycznych	2	4%
6	Uszkodzenia izolatorów linii napowietrznych	1	2%
7	Podtopienia stacji transformatorowych i GPZ	1	2%
8	Brak odpowiedzi	8	16%

### Sadź katastrofalna

W przypadku sadzi katastrofalnej 40% badanych operatorów nie prowadzi klasyfikacji natężenia zjawiska pod kątem zdarzeń ekstremalnych, dalszych 16% nie udzieliło odpowiedzi. Klasyfikację zgodnie z normą PN-E-05100-1 stosuje 32% spośród objętych badaniem operatorów, natomiast 12% stosuje procedury klasyfikacji określone w umowie ubezpieczeniowej.

Tabela 5.4-10 Klasyfikacja sadzi jako zdarzenia ekstremalnego

Lp.	Wyszczególnienie	Liczba odpowiedzi	% odpowiedzi
1	Zgodnie z normą PN-E-05100-1	8	32%
2	Klasyfikacja ubezpieczyciela	3	12%
3	Brak klasyfikacji	10	40%
4	Brak odpowiedzi	4	16%

Najczęściej wskazywaną w odpowiedziach formą identyfikacji i dokumentowania (21 % odpowiedzi) jest procedura określona w umowie ubezpieczeniowej, po 14% badanych wykorzystuje zapisy w raportach dziennych, określających przyczyny zakłóceń pracy sieci oraz raporty, prognozy, komunikaty lub ostrzeżenia serwisów pogodowych lub własnej stacji meteorologicznej. 10% objętych badaniem. Nie prowadzi pomiarów i nie dokumentuje ekstremalnej sadzi 14% operatorów objętych badaniem, 28% nie udzieliło odpowiedzi.



Tabela 5.4-11 Sposób identyfikowania lub dokumentowania zjawiska

Lp.	Wyszczególnienie	Liczba odpowiedzi	% odpowiedzi
1	Procedury i kryteria stosowane w umowie z firmą ubezpieczeniową	6	21%
2	Zapisy w raportach dziennych o przyczynach zakłóceń	4	14%
3	Raporty, prognozy, komunikaty, ostrzeżenia IMiGW, własnej stacji meteorologicznej bądź innego serwisu pogodowego	4	14%
4	Ostrzeżenia i komunikaty z Wojewódzkiego Centrum Zarządzania Kryzysowego bądź innych organów i służb administracji państwowej i samorządowej	3	10%
5	Brak dokumentowania	4	14%
6	Brak odpowiedzi	8	28%

Podobnie jak w przypadku ekstremalnych opadów śniegu do najczęściej wymienianych skutków działania ekstremalnej sady należą zerwane przewody linii napowietrznych oraz uszkodzenia lub naruszenia stabilności konstrukcji wsporczych oraz słupów linii napowietrznych WN, SN i nN (wskazało je 34% odpowiadających). Znacznie rzadziej wymieniano uszkodzenia izolatorów linii, uszkodzenia aparatów stacji transformatorowych oraz przepięcia, zwarcia na liniach i urządzeniach elektroenergetycznych (4÷6% wskazań odpowiadających). W pojedynczych przypadkach wskazywano na uszkodzenia konstrukcji budynków stacyjnych, przepalone wkładki bezpiecznikowe oraz zwiększone zwisy przewodów.





Tabela 5.4-12 Skutki działania ekstremalnych sady katastrofalnej

Lp.	Wyszczególnienie	Liczba odpowiedzi	% odpowiedzi
1	Zerwane przewody linii napowietrznych oraz przyłączy	18	34%
2	Uszkodzenia lub naruszenie stabilności konstrukcji wsporczych oraz słupów linii napowietrznych WN, SN, nN	18	34%
3	Uszkodzenia izolatorów linii napowietrznych	3	6%
4	Uszkodzenia aparatów stacji transformatorowych	2	4%
5	Przebiecia, zwarcia na liniach i urządzeniach elektroenergetycznych	2	4%
6	Uszkodzenia konstrukcji budynków stacyjnych	1	2%
7	Przepalone wkładki bezpiecznikowe	1	2%
8	Zwiększone zwisy przewodów	1	2%
9	Brak odpowiedzi	7	13%

### Ekstremalne temperatury powietrza

Badanie wykazało, że w przypadku ekstremalnych temperatur powietrza zdecydowana większość operatorów nie stosuje klasyfikacji tego parametru ani nie prowadzi pomiarów (44% udzielających odpowiedzi oraz 28% kwestionariuszy bez odpowiedzi, co można uznać za tożsame z brakiem klasyfikacji). Wśród nielicznych respondentów, którzy stosują klasyfikację temperatur, można zaobserwować znaczne zróżnicowanie. Część (12% badanych) klasyfikuje warunki pogodowe wyłącznie ze względu na ekstremalnie niskie temperatury, przy czym tylko w jednym przypadku wskazano na graniczną temperaturę - 25°C, w pozostałych przypadkach ograniczono się wyłącznie do ogólnikowego stwierdzenia „utrzymujących się niskich temperatur”. W jednym przypadku określono wyłącznie górną granicę 25°C, powyżej której określono maksymalne dopuszczalne obciążenia dla linii WN. W dwóch przypadkach wskazano temperatury graniczne w obszarze zarówno niskich jak i wysokich temperatur, przy czym wskazano różne przedziały temperaturowe (-15°C,+35°C) oraz (-20°C,+40°C).





Tabela 5.4-13 Klasyfikacja warunków temperaturowych jako zdarzenia ekstremalnego

Lp.	Parametr	Liczba odpowiedzi	% odpowiedzi
1	< -20°C; > +40°C	1	4%
2	< -15°C; > +35°C	1	4%
3	< -25 °C	1	4%
4	>25°C	2	8%
5	Utrzymujące się niskie temperatury	2	8%
6	Brak klasyfikacji	11	44%
7	Brak odpowiedzi	7	28%

Ponad połowa objętych badaniem operatorów nie odpowiedziała na pytanie o sposób mierzenia i dokumentowania wystąpień ekstremalnych temperatur powietrza ze względu na zwiększone ryzyko wystąpienia awarii bądź zadeklarowała, że nie prowadzi monitoringu i dokumentacji tego zjawiska (odpowiednio 44 i 7% odpowiadających). Kryteria i procedury ustalone w umowie ubezpieczeniowej wskazało 19% badanych, 15% odpowiadających zadeklarowało, że w monitorowaniu warunków temperaturowych korzysta z raportów, prognoz, komunikatów lub ostrzeżeń przygotowywanych przez serwisy pogodowe (głównie IMiGW) lub własną stację meteorologiczną.

Tabela 5.4-14 Sposób identyfikowania lub dokumentowania zjawiska

Lp.	Wyszczególnienie	Liczba odpowiedzi	% odpowiedzi
1	Raporty, prognozy, komunikaty, ostrzeżenia IMiGW, własnej stacji meteorologicznej bądź innego serwisu pogodowego	4	15%
2	Procedury i kryteria stosowane w umowie z firmą ubezpieczeniową	5	19%
3	Zapisy w raportach dziennych o przyczynach zakłóceń	2	7%
4	Ostrzeżenia i komunikaty z Wojewódzkiego Centrum Zarządzania Kryzysowego bądź innych organów i służb administracji państwowej i samorządowej	2	7%
5	Brak dokumentowania	2	7%
6	Brak odpowiedzi	12	44%

Najczęściej wskazywanym skutkiem oddziaływania ekstremalnych temperatur powietrza są uszkodzenia linii napowietrznych (skutek niskich temperatur), w tym zerwane przewody (wskazuje na to 22% odpowiadających) uszkodzenia lub naruszenia stabilności konstrukcji wsporczych oraz słupów linii napowietrznych (11%), a także uszkodzenia izolatorów (3%). Wśród skutków występowania ekstremalnie wysokich temperatur respondenci wymieniali ograniczenia w dostawach energii elektrycznej związane z



ograniczeniem przepustowości linii (11%), zwiększone zwisy przewodów (8%), uszkodzenia (5%) oraz przeciążenia (3%) transformatorów związane z pogorszonym chłodzeniem.

Tabela 5.4-15 Skutki działania ekstremalnie wysokich temperatur

Lp.	Wyszczególnienie	Liczba odpowiedzi	% odpowiedzi
1	Zerwane przewody linii napowietrznych oraz przyłączy	8	22%
2	Uszkodzenia lub naruszenie stabilności konstrukcji wsporczych oraz słupów linii napowietrznych WN, SN, nN	4	11%
3	Ograniczenie dostaw	4	11%
4	Zwiększone zwisy przewodów	3	8%
5	Uszkodzenia transformatorów	2	5%
6	Przebiegi, zwarcia na liniach i urządzeniach elektroenergetycznych	2	5%
7	Przeciążenia transformatorów	1	3%
8	Uszkodzenia izolatorów linii napowietrznych	1	3%
9	Brak odpowiedzi	11	30%

## Powódź

Badanie wykazało, że w przypadku klęsk powodzi zdecydowana większość operatorów nie stosuje klasyfikacji (56% udzielających odpowiedzi oraz 16% kwestionariuszy bez odpowiedzi, co można uznać za tożsame z brakiem klasyfikacji). Klasyfikacją określoną w umowie ubezpieczeniowej posługuje się 20% objętych badaniem, po 4% odpowiadających wykorzystuje klasyfikację IMiGW lub Wojewódzkiego Centrum Zarządzania Kryzysowego.

Tabela 5.4-16 Klasyfikacja powodzi jako zdarzenia ekstremalnego

Lp.	Parametr	Liczba odpowiedzi	% odpowiedzi
1	Klasyfikacja ubezpieczyciela	5	20%
2	Klasyfikacja IMiGW	1	4%
3	Klasyfikacja Centrum Zarządzania Kryzysowego	1	4%
4	Brak klasyfikacji	14	56%
5	Brak odpowiedzi	4	16%

42% objętych badaniem operatorów nie odpowiedziało na pytanie o sposób mierzenia i dokumentowania wystąpień klęsk powodzi ze względu na zwiększone ryzyko wystąpienia awarii bądź zadeklarowało, że nie prowadzi monitoringu i dokumentacji tego zjawiska (po 21% odpowiadających). Kryteria i procedury ustalone w umowie ubezpieczeniowej stanowiły 20% otrzymanych odpowiedzi. Podobny odsetek odpowiadających zadeklarował, że



w dokumentowaniu korzysta z raportów, prognoz, komunikatów lub ostrzeżeń przygotowywanych przez IMiGW, zaś w jednym przypadku podstawą dokumentowania są zapisy w raportach dziennych o przyczynach powstania zakłóceń pracy sieci.

Tabela 5.4-17 Sposób identyfikowania lub dokumentowania zjawiska

Lp.	Wyszczególnienie	Liczba odpowiedzi	% odpowiedzi
1	Raporty, prognozy, komunikaty, ostrzeżenia IMiGW, własnej stacji meteorologicznej bądź innego serwisu pogodowego	5	17%
2	Procedury i kryteria stosowane w umowie z firmą ubezpieczeniową	6	21%
3	Ostrzeżenia i komunikaty z Wojewódzkiego Centrum Zarządzania Kryzysowego bądź innych organów i służb administracji państwowej i samorządowej	5	17%
4	Zapisy w raportach dziennych o przyczynach zakłóceń	1	3%
5	Brak dokumentowania	6	21%
6	Brak odpowiedzi	6	21%

Do najczęściej wymienianych skutków klęsk powodzi należą podtopienia stacji transformatorowych i GPZ (28% ogółu odpowiedzi) oraz uszkodzenia lub naruszenia stabilności konstrukcji wsporczych oraz słupów linii napowietrznych WN, SN i nN (23%). Nieco rzadziej wymieniano zalewanie studzienek i kanałów kablowych (13%) a w dalszej kolejności przepięcia, zwarcia na liniach i urządzeniach elektroenergetycznych oraz ograniczenia w dostawach energii elektrycznej (8%). W jednym przypadku wskazano na uszkodzenia konstrukcji budynków stacyjnych.

Tabela 5.4-18 Skutki działania powodzi

Lp.	Wyszczególnienie	Liczba odpowiedzi	% odpowiedzi
1	Podtopienia stacji transformatorowych i GPZ	11	28%
2	Uszkodzenia lub naruszenie stabilności konstrukcji wsporczych oraz słupów linii napowietrznych WN, SN, nN	9	23%
3	Zalanie studzienek i kanałów kablowych	5	13%
4	Przepięcia, zwarcia na liniach i urządzeniach elektroenergetycznych	2	5%
5	Ograniczenie dostaw	3	8%
6	Uszkodzenia konstrukcji budynków stacyjnych	1	3%
7	Brak odpowiedzi	9	23%



## Wyladowania atmosferyczne

W przypadku wyladowań atmosferycznych wszyscy objęci badaniem, którzy potwierdzili klasyfikację tego typu zdarzeń (24% ogółu ankietowanych) wskazali, że odbywa się ona zgodnie kryteriami i procedurami określonymi w umowie ubezpieczeniowej. Pozostali respondenci stwierdzili, że nie prowadzą klasyfikacji wyladowań atmosferycznych (56%) bądź nie odpowiedzieli na pytanie (20%).

Tabela 5.4-19 Klasyfikacja wyladowań atmosferycznych jako zdarzenia ekstremalnego

Lp.	Wyszczególnienie	Liczba odpowiedzi	% odpowiedzi
1	Klasyfikacja ubezpieczyciela	6	24%
2	Brak klasyfikacji	14	56%
3	Brak odpowiedzi	5	20%

23% badanych operatorów stosuje kryteria oraz dokumentuje zjawisko zgodnie z procedurami określonymi w umowach ubezpieczeniowych. Kolejnym źródłem informacji (17%), służącym identyfikacji zjawiska oraz dokumentowaniu jego przebiegu są raporty, prognozy, komunikaty oraz ostrzeżenia wydawane przez Instytut Meteorologii i Gospodarki Wodnej, inny serwis pogodowy lub pomiary wykonywane w własnej stacji meteorologicznej operatora. Nieco rzadziej (13%) wykorzystywane są ostrzeżenia i komunikaty wydawane przez Wojewódzkie Centra Zarządzania Kryzysowego lub inne organa i służby administracji państwowej i samorządowej. Stosunkowo najrzadziej (10% odpowiedzi) wskazywano na zapisy w raportach dziennych o przyczynach zakłóceń pracy sieci elektroenergetycznej. Nie prowadzi pomiarów i nie dokumentuje wyladowań elektrycznych 20% operatorów objętych badaniem.

Tabela 5.4-20 Sposób identyfikowania lub dokumentowania zjawiska

Lp.	Wyszczególnienie	Liczba odpowiedzi	% odpowiedzi
1	Procedury i kryteria stosowane w umowie z firmą ubezpieczeniową	7	23%
2	Raporty, prognozy, komunikaty, ostrzeżenia IMiGW, własnej stacji meteorologicznej bądź innego serwisu pogodowego	5	17%
3	Ostrzeżenia i komunikaty z Wojewódzkiego Centrum Zarządzania Kryzysowego bądź innych organów i służb administracji państwowej i samorządowej	4	13%
4	Zapisy w raportach dziennych o przyczynach zakłóceń	3	10%
5	Brak dokumentowania	6	20%
6	Brak odpowiedzi	5	17%



Według uzyskanych wyników do najczęściej wymienianych skutków działania wyładowań elektrycznych należą uszkodzenia aparatów stacji transformatorowych oraz przepięcia, zwarcia na liniach i urządzeniach elektroenergetycznych (stanowiły one po 21% ogółu odpowiedzi). W dalszej kolejności wymieniano zerwane przewody linii napowietrznych oraz przyłączy (13%) a następnie przepalone wkładki bezpiecznikowe, wyłączenia ciągów liniowych (po 8% ogółu odpowiedzi). W pojedynczych przypadkach wskazywano na uszkodzenia izolatorów linii napowietrznych oraz uszkodzenia urządzeń RTV, AGD, komputerów u odbiorców.

Tabela 5.4-21 Skutki działania wyładowań atmosferycznych

Lp.	Wyszczególnienie	Liczba odpowiedzi	% odpowiedzi
1	Uszkodzenia aparatów stacji transformatorowych	8	21%
2	Przepięcia, zwarcia na liniach i urządzeniach elektroenergetycznych	8	21%
3	Zerwane przewody linii napowietrznych oraz przyłączy	5	13%
4	Przepalone wkładki bezpiecznikowe	3	8%
5	Ograniczenie dostaw	3	8%
6	Wyłączenia ciągów liniowych	2	5%
7	Uszkodzenia izolatorów linii napowietrznych	1	3%
8	Uszkodzenia urządzeń RTV, AGD, komputerów	1	3%
9	Brak odpowiedzi	7	18%

### Inne zjawiska zdefiniowane w IRiESP lub IRiESD jako znoszące odpowiedzialność za niedostarczanie energii

Spośród objętych badaniem operatorów 36% nie klasyfikuje innych zjawisk zdefiniowanych IRiESP lub IRiESD jako znoszących odpowiedzialność za niedostarczenie energii, ponad połowa nie udzieliła odpowiedzi na zadane pytanie, 8% ankietowanych za takie zdarzenie uznało wprowadzany na wniosek OSP stan zagrożenia KSE, którego dokumentowanie przebiega zgodnie z wymogami stosownego rozporządzenia a skutkiem jest wprowadzenie ograniczeń w dostawach energii elektrycznej.

80% respondentów nie wskazało skutków innych zjawisk zdefiniowanych w IRiESP lub IRiESD. Spośród uzyskanych odpowiedzi najczęściej wymieniano wprowadzenie ograniczeń w dostawach energii elektrycznej. W pojedynczych przypadkach wskazywano na zerwane przewody linii napowietrznych oraz uszkodzenia aparatów stacji transformatorowych.



Tabela 5.4-22 Inne zjawiska zdefiniowane jako znoszące odpowiedzialność za niedostarczenie energii

Lp.	Wyszczególnienie	Liczba odpowiedzi	% odpowiedzi
<i>Klasyfikacja jako zdarzenie ekstremalne</i>			
1	Stan zagrożenia KSE	2	8%
2	Brak klasyfikacji	9	36%
3	Brak odpowiedzi	14	56%
<i>Sposób identyfikowania lub dokumentowania zjawiska</i>			
1	Dokumentowane zgodnie z wymogami rozporządzenia	2	8%
2	Brak dokumentowania	10	40%
3	Brak odpowiedzi	13	52%
<i>Skutki działania wyładowań atmosferycznych</i>			
1	Ograniczenie dostaw	3	12%
2	Zerwane przewody linii napowietrznych oraz przyłączy	1	4%
3	Uszkodzenia aparatów stacji transformatorowych	1	4%
4	Brak odpowiedzi	20	80%

#### Inne zjawiska, np. zdefiniowane w umowach ubezpieczeniowych, stanowiące podstawę do odszkodowań

Spśród ogółu badanych 24% potwierdziło klasyfikowanie innych zdarzeń, w każdym z tych przypadków podstawą do klasyfikacji są kryteria i procedury zdefiniowane w umowie ubezpieczeniowej. Pozostali objęci badaniem zadeklarowali brak klasyfikacji innych zdarzeń (40%) lub nie udzielili odpowiedzi (36%).

Tabela 5.4-23 Klasyfikacja innych zjawisk jako zdarzenia ekstremalnego

Lp.	Wyszczególnienie	Liczba odpowiedzi	% odpowiedzi
1	Klasyfikacja ubezpieczyciela	6	24%
2	Brak klasyfikacji	10	40%
3	Brak odpowiedzi	9	36%

Do wymienionych zdarzeń lub zjawisk klasyfikowanych w umowach ubezpieczeniowych można zaliczyć szkody spowodowane przez:

- ptaki i zwierzęta;
- uderzenie pojazdu lub upadek statku powietrznego;



- pożar, eksplozję, dym, sadzę, huk ponadźwiękowy;
- katastrofę budowlaną;
- awarie wodociągowe;
- prowadzenie akcji ratowniczej;
- kradzieże;
- trzęsienie, zapadanie lub osunięcie ziemi;
- grad.

Tabela 5.4-24 Skutki działania innych zjawisk

Lp.	Wyszczególnienie	Liczba odpowiedzi	% odpowiedzi
1	Zerwane przewody linii napowietrznych oraz przyłączy	4	13%
2	Uszkodzenia lub naruszenie stabilności konstrukcji wsporczych oraz słupów linii napowietrznych WN, SN, nN	2	7%
3	Uszkodzenia aparatów stacji transformatorowych	1	3%
4	Uszkodzenia konstrukcji budynków stacyjnych (zerwane dachy)	1	3%
5	Przebiecia, zwarcia na liniach i urządzeniach elektroenergetycznych	1	3%
6	Przepalone wkładki bezpiecznikowe	1	3%
7	Ograniczenie dostaw	1	3%
8	Brak odpowiedzi	19	63%

Ze względu na to, że większość badanych operatorów nie potwierdziła klasyfikowania innych zdarzeń, stanowiących podstawę do odszkodowań, a wśród wymienionych w odpowiedziach daje się zaobserwować duże zróżnicowanie, co do charakteru i rozległości zjawisk, większość (63%) respondentów również powstrzymała się od wskazywania ich możliwych skutków oddziaływa na sieć elektroenergetyczną. Wśród wymienionych skutków najczęściej występują zerwane przewody linii napowietrznych (13%) oraz uszkodzenia lub naruszenia stabilności konstrukcji wsporczych oraz słupów linii napowietrznych (7%). W pojedynczych przypadkach wymieniano uszkodzenia aparatów w stacjach transformatorowych, uszkodzenia konstrukcji budynków stacyjnych, konieczność wprowadzenia ograniczeń w dostawach energii elektrycznej oraz występowanie przebiec, zwarc na liniach i urządzeniach elektroenergetycznych.





#### **5.4.2 Inne zdarzenia uznawane za nadzwyczajne, zmieniające standardowe warunki dostaw energii elektrycznej**

Część respondentów nie udzieliła szczegółowych odpowiedzi odwołując się do stosownych przepisów prawa (postanowienia art. 471 i 435 Kodeksu Cywilnego, zapisy Ustawy Prawo Energetyczne - w szczególności w zakresie wprowadzania ograniczeń w dostawach energii elektrycznej – art. 11 i 9j, postanowienia Rozporządzenia Systemowego [27]) i instrukcji (IRiESP), w szczególności określonych w niej regulacjach dotyczącej siły wyższej oraz pkt. IV C.10 dot. wprowadzania przerw i ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej). W przypadkach, gdy respondenci powoływali się na definicję „siły wyższej”, określoną w IRiESP uzupełniono brakujące odpowiedzi w kwestii klasyfikacji zdarzeń w niej wymienionych.

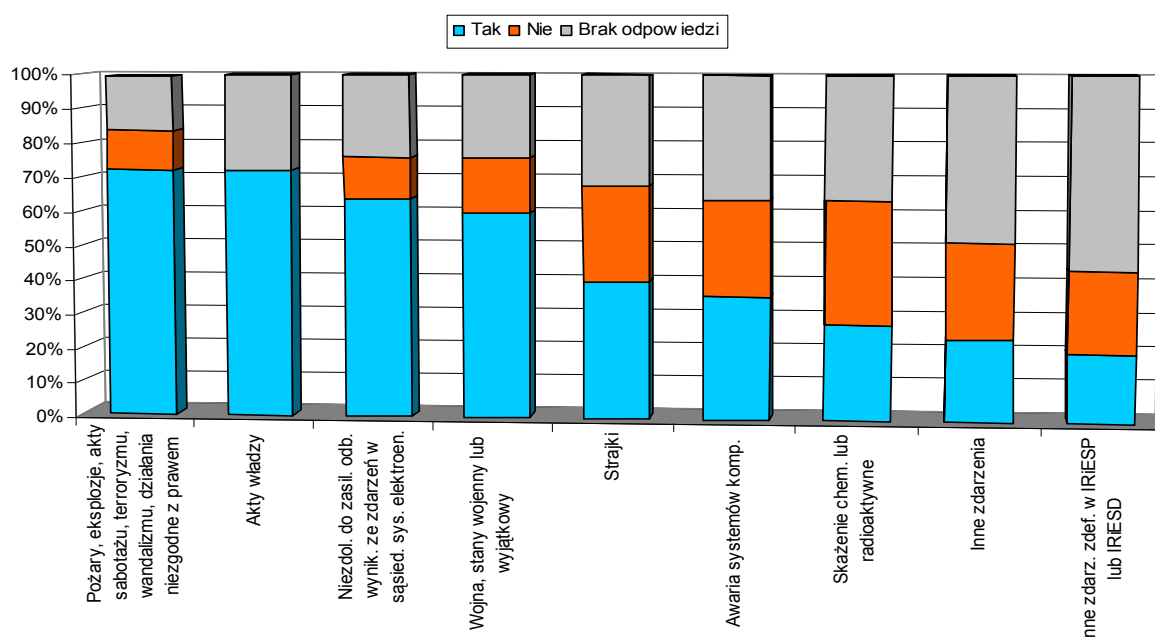
##### **Klasyfikacja zdarzeń.**

W tabeli 5.4-25 oraz na wykresie 5.4-1 zestawiono procentowe udziały odpowiedzi potwierdzające bądź negujące klasyfikację innych zdarzeń uznawanych za nadzwyczajne. Blisko trzy czwarte objętych badaniem potwierdziło ( 28% nie udzieliło odpowiedzi), że akty władzy oraz zarządzenia administracyjne klasyfikowane są jako zdarzenie nadzwyczajne, zwalniające od odpowiedzialności za nie wywiązanie się z warunków umowy na dostawę energii elektrycznej. Podobny odsetek odpowiedzi potwierdzających klasyfikację zdarzenia nadzwyczajnego uzyskały pożary, eksplozje oraz akty sabotażu, terroryzmu, wandalizmu. Powyżej 60% ankietowanych do zdarzeń nadzwyczajnych zalicza również niezdolność do zasilenia systemu, mającą swoją przyczynę w sąsiednich systemach elektroenergetycznych oraz zdarzenia będące skutkiem działań wojennych bądź stanu wojennego lub wyjątkowego. Najrzadziej wskazywanymi zdarzeniami były skażenia chemiczne lub radioaktywne (28% odpowiedzi potwierdzających) oraz awarie systemów komputerowych i strajki (36%).



Tabela 5.4-25 Klasyfikacja innych zdarzeń, uznawanych za nadzwyczajne

	Skażenie chemiczne lub radioaktywne	Awaria systemów komputerowych	Niezdolność do zasilenia odbiorców wynikająca ze zdarzeń w sąsiednich systemach elektroenergetycznych	Strajki	Pożary, eksplozje, akty sabotażu, terroryzmu, wandalizmu, działania niezgodne z prawem	Wojna, stany wojenny lub wyjątkowy	Akty władzy	Inne zdarzenia zdefiniowane w IRIESP lub IRIESD	Inne zdarzenia
Tak	28%	36%	64%	40%	72%	60%	72%	20%	24%
Nie	36%	28%	12%	28%	12%	16%	0%	24%	28%
Brak odpowiedzi	36%	36%	24%	32%	16%	24%	28%	56%	48%



Rysunek 5.4-1 Klasyfikacja innych zdarzeń, uznawanych za nadzwyczajne

## Sposób identyfikowania, dokumentowania zdarzenia

### Skażenie chemiczne lub radioaktywne

Badanie wykazało, że w przypadku skażeń chemicznych lub radioaktywnych zdecydowana większość operatorów nie stosuje klasyfikacji (łącznie 72% odpowiedzi sygnalizujących brak



klasyfikacji, mierzenia i dokumentowania tego typu zjawisk oraz kwestionariuszy bez odpowiedzi). Dokumentowanie w oparciu o wewnętrzne instrukcje (np. w przypadku wycieku oleju z transformatora) stosuje 16% ankietowanych. Procedurami identyfikującymi ten rodzaj zdarzenia, określonymi przez organy administracji państwowej lub samorządowej posługuje się 8% objętych badaniem.

Tabela 5.4-26 Sposób identyfikowania lub dokumentowania zjawiska

Lp.	Wyszczególnienie	Liczba odpowiedzi	% odpowiedzi
1	Procedury określone przez organy administracji państwowej i samorządowej lub OSP	2	8%
2	Dokumentowanie w oparciu o wewnętrzne procedury i instrukcje lub standardowe zapisy umów	4	16%
3	Brak klasyfikacji	9	36%
4	Brak odpowiedzi	10	40%

Awaria systemów komputerowych spowodowana czynnikami innymi niż wiek urządzeń, brak obsługi lub konserwacji (wirusy, awaria systemów łączności itp.)

Badanie wykazało, że w przypadku awarii systemów komputerowych zdecydowana większość operatorów nie stosuje klasyfikacji (łącznie 73% odpowiedzi sygnalizujących brak klasyfikacji, mierzenia i dokumentowania tego typu zjawisk oraz kwestionariuszy bez odpowiedzi). Dokumentowanie w oparciu o wewnętrzne instrukcje stosuje 23% ankietowanych. Procedurami identyfikującymi ten rodzaj zdarzenia, określonymi w umowie ubezpieczeniowej posługuje się 4% objętych badaniem.

Tabela 5.4-27 Sposób identyfikowania lub dokumentowania zjawiska

Lp.	Wyszczególnienie	Liczba odpowiedzi	% odpowiedzi
1	Procedury i kryteria stosowane w umowie z firmą ubezpieczeniową	1	4%
2	Wewnętrzne procedury i instrukcje lub standardowe zapisy umów	6	24%
3	Brak klasyfikacji	8	32%
4	Brak odpowiedzi	10	40%



Niezdolność do zasilenia odbiorców wynikająca ze zdarzeń w sąsiednich systemach elektroenergetycznych lub nieplanowanej wymiany międzysystemowej, gdy niemożliwa jest identyfikacja podmiotów rynkowych powodujących powyższe zdarzenia.

Po analizie uzyskanych odpowiedzi można stwierdzić, że 44% objętych badaniem operatorów nie odpowiedziało na pytanie o sposób mierzenia i dokumentowania wystąpień niezdolności do zasilenia odbiorców, której przyczyną są zdarzenia w sąsiednich systemach elektroenergetycznych, bądź zadeklarowała, że nie prowadzi monitoringu i dokumentacji tego typu zdarzeń (odpowiednio 28 i 16% odpowiadających). Ponad jedna czwarta (28%) ankietowanych wskazała, że stosuje procedury określone IRiESP i IRiESD, dotyczące wprowadzania ograniczeń w dostawach energii elektrycznej. Identyfikację i dokumentację zdarzenia na podstawie danych przekazanych przez OSP lub sąsiedniego OSD prowadzi 20% respondentów, natomiast w oparciu o dane z systemu SCADA 12%.

Tabela 5.4-28 Sposób identyfikowania lub dokumentowania zjawiska

Lp.	Wyszczególnienie	Liczba odpowiedzi	% odpowiedzi
1	Dane z systemu SCADA	2	8%
2	Dane przekazane przez OSP lub sąsiedniego OSD	5	20%
3	Procedury opisane w IRiESP i IRiESD dotyczące wprowadzania ograniczeń w dostawach energii elektrycznej	7	28%
4	Brak klasyfikacji	4	16%
5	Brak odpowiedzi	7	28%

### Strajki

Badanie wykazało, że w przypadku strajków zdecydowana większość operatorów nie stosuje klasyfikacji (łącznie 76% odpowiedzi sygnalizujących brak klasyfikacji, mierzenia i dokumentowania tego typu zjawisk oraz kwestionariuszy bez udzielonej odpowiedzi). Dokumentowanie w oparciu o wewnętrzne instrukcje stosuje 16% ankietowanych. Procedurami identyfikującymi ten rodzaj zdarzenia, określonymi przez organy administracji państwowej lub samorządowej posługuje się 8% objętych badaniem.



Tabela 5.4-29 Sposób identyfikowania lub dokumentowania zjawiska

Lp.	Wyszczególnienie	Liczba odpowiedzi	% odpowiedzi
1	Procedury określone przez organy administracji państwowej i samorządowej lub OSP	2	8%
2	Wewnętrzne procedury i instrukcje lub standardowe zapisy umów	4	16%
3	Brak klasyfikacji	9	36%
4	Brak odpowiedzi	10	40%

Pożary, eksplozje, akty sabotażu, terroryzmu, wandalizmu, działania niezgodne z prawem

Procedury określone przez organy administracji państwowej, samorządowej lub OSP stosuje 24% badanych operatorów, zaś wewnętrzne procedury i instrukcje wykorzystuje 16% spośród nich. Nieco rzadziej stosowane są procedury i kryteria klasyfikacji określone w umowie ubezpieczeniowej (12% badanych), równie liczna grupa ankietowanych wskazała, że dokumentowanie przebiegu zdarzenia odbywa się z wykorzystaniem zapisów w dokumentacji operacyjnej. Nie prowadzi klasyfikacji i nie dokumentuje tego typu zdarzeń 12% operatorów objętych badaniem, zaś dalsze 28% nie udzieliło odpowiedzi.

Tabela 5.4-30 Sposób identyfikowania lub dokumentowania zjawiska

Lp.	Wyszczególnienie	Liczba odpowiedzi	% odpowiedzi
1	Zapisy w dokumentach operacyjnych	2	8%
2	Procedury i kryteria stosowane w umowie z firmą ubezpieczeniową	3	12%
3	Procedury określone przez organy administracji państwowej i samorządowej lub OSP	6	24%
4	Wewnętrzne procedury i instrukcje lub standardowe zapisy umów	4	16%
5	Brak klasyfikacji	3	12%
6	Brak odpowiedzi	7	28%



#### Wojna, stany wojenny lub wyjątkowy, konflikty zbrojne

Procedury określone przez organy administracji państwowej, samorządowej lub OSP stosuje 28% badanych operatorów, zaś wewnętrzne procedury i instrukcje wykorzystuje 16% spośród nich. Nie prowadzi klasyfikacji i nie dokumentuje tego typu zdarzeń 20% operatorów objętych badaniem (dalsze 36% nie udzieliło odpowiedzi).

Tabela 5.4-31 Sposób identyfikowania lub dokumentowania zjawiska

Lp.	Wyszczególnienie	Liczba odpowiedzi	% odpowiedzi
1	Procedury określone przez organy administracji państwowej i samorządowej lub OSP	7	28%
2	Wewnętrzne procedury i instrukcje lub standardowe zapisy umów	4	16%
3	Brak klasyfikacji	5	20%
4	Brak odpowiedzi	9	36%

#### Akty władzy, zarządzenia administracyjne, stan klęski żywiołowej ogłoszony administracyjnie

Procedury określone przez organy administracji państwowej, samorządowej lub OSP stosuje 56% badanych operatorów, zaś wewnętrzne procedury i instrukcje wykorzystuje 4% spośród nich. Nie prowadzi klasyfikacji i nie dokumentuje tego typu zdarzeń 4% operatorów objętych badaniem (dalsze 36% nie udzieliło odpowiedzi).

Tabela 5.4-32 Sposób identyfikowania lub dokumentowania zjawiska

Lp.	Wyszczególnienie	Liczba odpowiedzi	% odpowiedzi
1	Procedury określone przez organy administracji państwowej i samorządowej lub OSP	14	56%
2	Wewnętrzne procedury i instrukcje lub standardowe zapisy umów	1	4%
3	Brak klasyfikacji	1	4%
4	Brak odpowiedzi	9	36%



### Inne zdarzenia zdefiniowane w IRiESP lub IRiESD jako znoszące odpowiedzialność za nie dostarczanie energii

Spośród objętych badaniem operatorów 24% nie klasyfikuje innych zjawisk zdefiniowanych IRiESP lub IRiESD jako znoszących odpowiedzialność za niedostarczenie energii, zaś blisko połowa nie udzieliła odpowiedzi na zadane pytanie. 12% ankietowanych za takie zdarzenia uznało ograniczenia i awarie spowodowane działaniem „siły wyższej”, natomiast 8% wprowadzany na wniosek OSP stan zagrożenia KSE, którego dokumentowanie przebiega zgodnie z wymogami stosownego rozporządzenia a skutkiem jest wprowadzenie ograniczeń w dostawach energii elektrycznej. W jednym przypadku do tego typu zdarzeń zaliczono kradzieże elementów sieci i urządzeń elektroenergetycznych.

Tabela 5.4-33 Sposób identyfikowania lub dokumentowania zjawiska

Lp.	Wyszczególnienie	Liczba odpowiedzi	% odpowiedzi
1	Stany zagrożenia KSE	2	8%
2	Ograniczenia i awarie wywołane działaniem siły wyższej zdefiniowanej w IRiESP	3	12%
3	Kradzieże elementów sieci i urządzeń elektroenergetycznych	1	4%
4	Zgodnie z Kodeksem Cywilnym	1	4%
5	Brak klasyfikacji	6	24%
6	Brak odpowiedzi	12	48%

### Inne zdarzenia

Spośród ogółu badanych 20% potwierdziło klasyfikowanie innych zdarzeń. 8% respondentów zadeklarowało, że klasyfikacja tego typu zdarzeń odbywa się na podstawie standardowych zapisów umów z odbiorcami, natomiast dla 8% podstawą do klasyfikacji są kryteria i procedury zdefiniowane w umowie ubezpieczeniowej. W jednym przypadku wskazano, że klasyfikacja innych zdarzeń odbywa się na podstawie zapisów Kodeksu Cywilnego. Pozostali objęci badaniem zadeklarowali brak klasyfikacji innych zdarzeń (32%) lub nie udzielili odpowiedzi (48%).



Tabela 5.4-34 Sposób identyfikowania lub dokumentowania zjawiska

Lp.	Wyszczególnienie	Liczba odpowiedzi	% odpowiedzi
1	Szablon umowy	2	8%
2	Procedury i kryteria stosowane w umowie z firmą ubezpieczeniową	2	8%
3	Zgodnie z Kodeksem Cywilnym	1	4%
4	Brak klasyfikacji	8	32%
5	Brak odpowiedzi	12	48%

#### 5.4.3 Wpływ zdarzeń nadzwyczajnych na poszczególne parametry jakości energii

W tabeli 5.4-35 zamieszczono procentowy udział odpowiedzi potwierdzających wpływ ekstremalnie niesprzyjających warunków pogodowych lub innych zdarzeń katastrofalnych na określone parametry jakości energii. W przypadku dwóch operatorów nie otrzymano odpowiedzi na pytanie, przy czym w jednym przypadku argumentowano, że wszystkie wymienione zdarzenia mogą mieć wpływ na zestawione w tabeli parametry jakości energii. Operatorów tych nie uwzględniono w łącznej liczbie odpowiedzi, branej pod uwagę przy obliczaniu procentowych udziałów.

Część respondentów ograniczyła się do wskazania wpływu wybranych zjawisk/zdarzeń na wybrane parametry jakościowe energii, bez określania czynników, które nie skutkują pogorszeniem parametrów jakościowych dostaw energii, skąd w uzyskanych wynikach można zaobserwować stosunkowo niski udział odpowiedzi przeczących wpływowi. Procentowy udział odpowiedzi negujących wpływ wyspecyfikowanych zjawisk/zdarzeń na parametry jakościowe energii zestawiono w Tabeli 5.4-36.

W przypadku niektórych zjawisk/zdarzeń (skażenie chemiczne lub radioaktywne, strajki, wojna lub stan wojenny), z którymi operatorzy nie mieli jeszcze do czynienia w praktyce lub występują na tyle rzadko, że brak dla nich reprezentatywnych danych część respondentów wstrzymała się od odpowiedzi w celu uniknięcia subiektywizmu i rozważań hipotetycznych. Procentowy udział odpowiedzi nie precyzujących wpływu wymienionych zjawisk/zdarzeń na parametry jakościowe energii zestawiono w Tabeli 5.4-37.

Tabela 5.4-35 Udział odpowiedzi potwierdzających wpływ ekstremalnie niesprzyjających warunków pogodowych lub innych zdarzeń katastrofalnych na określone parametry jakości energii

Zjawisko/Parametr jakości energii	Przebiecia	Zapady lub wzrosty napięcia	Przerwy katastrofalne	Bardzo długie przerwy	Długie przerwy	Krótkie przerwy	Przerwy przemijające	Wskaźniki obsługi klienta
Ekstremalnie silny wiatr	83%	83%	100%	100%	100%	100%	100%	21%
Ekstremalne opady deszczu	38%	33%	63%	67%	79%	63%	63%	8%
Ekstremalne opady śniegu	58%	54%	92%	92%	92%	83%	75%	13%
Sadź katastrofalna	50%	54%	92%	92%	92%	83%	71%	13%
Ekstremalne Temperatury powietrza	46%	50%	50%	54%	79%	63%	46%	13%
Powódź	38%	38%	83%	83%	83%	42%	38%	13%
Wyładowania atmosferyczne	96%	92%	58%	67%	83%	92%	96%	13%
Skażenie chemiczne lub radioaktywne	8%	8%	21%	25%	29%	25%	13%	4%
Awaria systemów komputerowych	8%	8%	21%	29%	46%	29%	29%	21%
Zdarzenia w sąsiednich systemach	67%	83%	79%	83%	88%	79%	71%	13%
Strajki	4%	4%	25%	25%	29%	8%	8%	8%
Pożary, eksplozje, akty sabotażu, terroryzmu, itp.	50%	50%	96%	96%	100%	67%	50%	21%
Wojna, stan wojenny	33%	33%	67%	67%	58%	46%	46%	21%
Akty władzy, zarz. admin., stan klęski żyw. ogł. admin.	21%	21%	58%	58%	67%	42%	25%	25%
Inne zjawiska lub zdarz. zdef. w IRiESP lub IRiESD	0%	8%	8%	13%	25%	13%	0%	0%
Inne zjawiska lub zdarzenia zdef. w umowach ubezp.	8%	8%	17%	21%	21%	17%	13%	4%
Inne – np. : Rozległa awaria systemu	25%	54%	75%	71%	67%	42%	33%	13%

Według uzyskanych wyników wśród objętych badaniem operatorów panuje wysoka zgodność co do oceny negatywnego wpływu ekstremalnie niesprzyjających warunków pogodowych na utrzymanie parametrów jakościowych dostaw energii elektrycznej. Najczęściej wymienianym czynnikiem pogodowym skutkującym zakłóceniami pracy sieci elektroenergetycznej jest ekstremalnie silny wiatr, wszyscy respondenci ocenili, że jest on przyczyną powstawania przerw w dostawie energii elektrycznej, o różnym czasie trwania – od mikroprzerw aż po przerwy katastrofalne, a zdecydowana większość (83%) potwierdziła występowanie przebiegów oraz zmiany wartości napięć. Ekstremalne opady śniegu oraz sadź katastrofalna również bardzo często były wymieniane jako przyczyna powstawania przerw w dostawach, przy czym nieco częściej jako przyczyna przerw o dłuższym czasie trwania

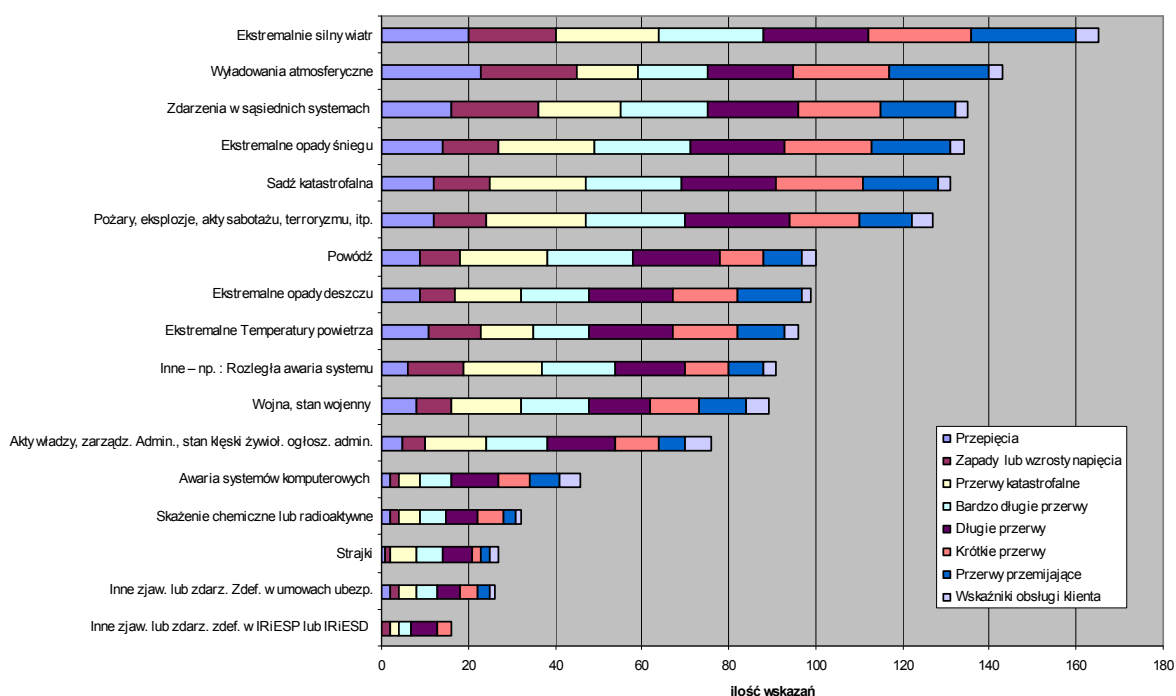




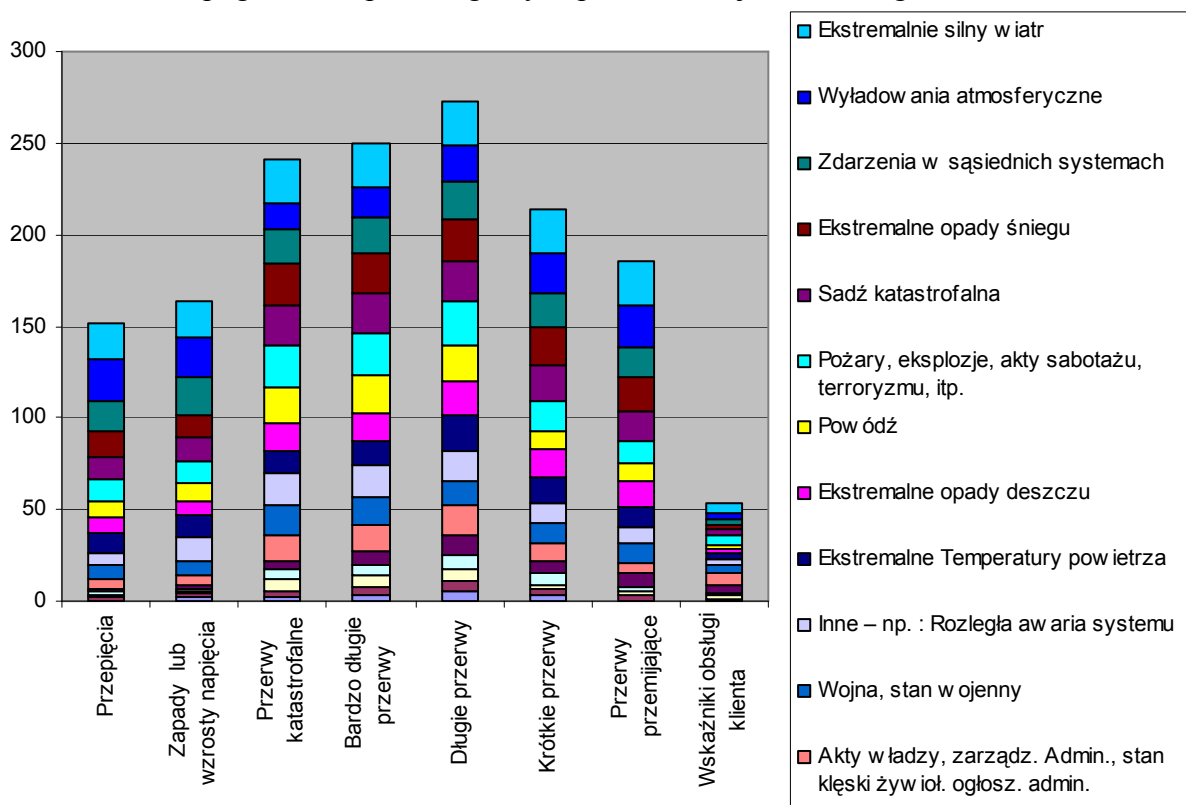
(powyżej 3 min), a ponad połowa badanych potwierdziła ich wpływ na występowanie przebiegów oraz spadków i wzrostów napięcia. Z kolei wyładowania atmosferyczne najczęściej wskazywano jako przyczynę powstawania przerw o krótszym czasie trwania (poniżej 3 min) oraz zakłóceń w postaci przebiegów oraz spadków i wzrostów napięć. Nieco rzadziej w porównaniu do wcześniej wymienionych czynników pogodowych potwierdzano wpływ na pogorszenie parametrów jakości energii ekstremalnych opadów deszczu oraz utrzymujących się ekstremalnych temperatur powietrza, przy czym najczęściej wskazywano je jako przyczynę powstawania przerw w dostawach. Klęski powodzi uznane zostały przez zdecydowaną większość ankietowanych (83%) za przyczyny powstawania przerw w dostawach, o dłuższych okresach trwania (powyżej 3 min).

W porównaniu z czynnikami pogodowymi wpływ innych zdarzeń katastrofalnych potwierdzany był przez relatywnie rzadziej. Wyjątek stanowią zdarzenia w rodzaju pożarów i eksplozji, z uwzględnieniem aktów terroryzmu i sabotażu, 96-100% badanych uznało, że mogą być przyczyną powstawania przerw o dłuższym niż 3 minuty czasie trwania oraz zdarzenia w sąsiednich systemach elektroenergetycznych bądź nieplanowana wymiana międzysystemowa, które 67-88% badanych uznało za wpływające na pogorszenie ogółu wymienionych parametrów jakości energii. Blisko dwie trzecie respondentów określiło działania wojenne, stan wojenny a także wprowadzenie aktów władzy państwowej oraz rozległą awarię systemu jako możliwą przyczynę przerw w dostawach o czasie trwania przekraczającym 3 minuty. Najrzadziej ocenianymi jako wpływające na parametry jakości energii były w badaniu: skażenia chemiczne oraz radioaktywne, awarie systemów komputerowych oraz inne zdarzenia zdefiniowane w umowach ubezpieczeniowych (uderzenie pojazdu, upadek statku powietrznego, uszkodzenia spowodowane przez zwierzęta, niedotrzymanie parametrów jakościowych przez odbiorcę lub wytwórcę, działanie osób trzecich np. kradzieże lub dewanstacje, itp.).

Na Wykresie 5.4-2 zestawiono łączną liczbę odpowiedzi potwierdzających wpływ danego zjawiska/zdarzenia na pogorszenie poszczególnych parametrów jakości energii, natomiast na Wykresie 5.4-3 zgrupowano odpowiedzi potwierdzające możliwość pogorszenia danego parametru jakości energii w wyniku działania poszczególnych zjawisk/zdarzeń. Najczęściej wskazywanymi skutkami działania zjawisk/zdarzeń ekstremalnych są przerwy w dostawach: długie, bardzo długie i katastrofalne.



Wykres 5.4-2 Łączna liczba odpowiedzi potwierdzających wpływ danego zjawiska/zdarzenia na pogorszenie poszczególnych parametrów jakości energii



Wykres 5.4-3 Łączna liczba odpowiedzi potwierdzających możliwość pogorszenia danego parametru jakości energii w wyniku działania poszczególnych zjawisk/zdarzeń

Tabela 5.4-36 Udział odpowiedzi negujących wpływ ekstremalnie niesprzyjających warunków pogodowych lub innych zdarzeń katastrofalnych na określone parametry jakości energii

Zjawisko/Parametr jakości energii	Przebiecia	Zapady lub wzrosty napięcia	Przerwy katastrofalne	Bardzo długie przerwy	Długie przerwy	Krótkie przerwy	Przerwy przemijające	Wskaźniki obsługi klienta
Ekstremalnie silny wiatr	8%	8%	0%	0%	0%	0%	0%	17%
Ekstremalne opady deszczu	33%	42%	21%	21%	17%	25%	25%	21%
Ekstremalne opady śniegu	21%	25%	0%	0%	0%	4%	13%	21%
Sadź katastrofalna	21%	29%	0%	0%	0%	4%	17%	21%
Ekstremalne Temperatury powietrza	33%	33%	29%	25%	13%	29%	33%	21%
Powódź	29%	42%	8%	8%	8%	38%	42%	17%
Wyladowania atmosferyczne	0%	0%	25%	17%	4%	0%	0%	21%
Skażenie chemiczne lub radioaktywne	50%	50%	42%	42%	42%	42%	46%	21%
Awaria systemów komputerowych	58%	58%	54%	46%	29%	42%	42%	8%
Zdarzenia w sąsiednich systemach	17%	4%	13%	8%	8%	8%	13%	21%
Strajki	67%	67%	50%	50%	46%	63%	63%	21%
Pożary, eksplozje, akty sabotażu, terroryzmu, itp.	25%	25%	0%	0%	0%	17%	21%	17%
Wojna, stan wojenny	29%	25%	8%	8%	8%	13%	13%	13%
Akty władzy, zarz. admin., stan klęski żyw. ogł. admin.	50%	50%	29%	29%	21%	33%	46%	13%
Inne zjawiska lub zdarzenia zdef. w IRIESP lub IRIESD	46%	46%	38%	33%	29%	38%	46%	21%
Inne zjawiska lub zdarzenia zdef. w umowach ubezpiec.	25%	25%	25%	21%	21%	21%	25%	8%
Inne – np. : Rozległa awaria systemu	42%	21%	8%	8%	13%	21%	29%	17%

Objęci badaniem operatorzy jako zdarzenie bez wpływu na parametry jakościowe energii najczęściej wskazywali strajki, taką opinię wyraziła ponad połowa ankietowanych (za wyjątkiem przerw długich – 46%). Połowa bądź więcej odpowiadających wskazywała, że skażenia chemiczne lub radioaktywne, a także awarie systemów komputerowych i akty władzy państwowej nie przyczyniają się do powstawania przebiec oraz wahań poziomów napięć w sieci elektroenergetycznej (równocześnie można zauważyć, że występuje również wysoki odsetek odpowiedzi uchylających się od wyrażenia jednoznacznej opinii – Tabela 5.4-37).



Tabela 5.4-37 Udział odpowiedzi bez określenia wpływu ekstremalnie niesprzyjających warunków pogodowych lub innych zdarzeń katastrofalnych na określone parametry jakości energii

Zjawisko/Parametr jakości energii	Przebiecia	Zapady lub wzrosty napięcia	Przerwy katastrofalne	Bardzo długie przerwy	Długie przerwy	Krótkie przerwy	Przerwy przemijające	Wskaźniki obsługi klienta
Ekstremalnie silny wiatr	8%	8%	0%	0%	0%	0%	0%	63%
Ekstremalne opady deszczu	29%	25%	17%	13%	4%	13%	13%	71%
Ekstremalne opady śniegu	21%	21%	8%	8%	8%	13%	13%	67%
Sadź katastrofalna	29%	17%	8%	8%	8%	13%	13%	67%
Ekstremalne Temperatury powietrza	21%	17%	21%	21%	8%	8%	21%	67%
Powódź	33%	21%	8%	8%	8%	21%	21%	71%
Wyładowania atmosferyczne	4%	8%	17%	17%	13%	8%	4%	67%
Skażenie chemiczne lub radioaktywne	42%	42%	38%	33%	29%	33%	42%	75%
Awaria systemów komputerowych	33%	33%	25%	25%	25%	29%	29%	71%
Zdarzenia w sąsiednich systemach	17%	13%	8%	8%	4%	13%	17%	67%
Strajki	29%	29%	25%	25%	25%	29%	29%	71%
Pożary, eksplozje, akty sabotażu, terroryzmu, itp.	25%	25%	4%	4%	0%	17%	29%	63%
Wojna, stan wojenny	38%	42%	25%	25%	33%	42%	42%	67%
Akty władzy, zarz. admin., stan klęski żyw. ogł. admin.	29%	29%	13%	13%	13%	25%	29%	63%
Inne zjawiska lub zdarzenia zdef. w IRIESP lub IRiESD	54%	46%	54%	54%	46%	50%	54%	79%
Inne zjawiska lub zdarzenia zdef. w umowach ubezpiec.	67%	67%	58%	58%	58%	63%	63%	88%
Inne – np. : Rozległa awaria systemu	33%	25%	17%	21%	21%	38%	38%	71%

#### 5.4.4 Procedury klasyfikacji zdarzeń nadzwyczajnych związanych z ekstremalnymi warunkami pogodowymi lub innymi zdarzeniami zmieniającymi standardowe warunki dostaw energii

W ramach badania pytano o istnienie procedur klasyfikacji zdarzeń nadzwyczajnych związanych z ekstremalnymi warunkami pogodowymi lub innymi zdarzeniami zmieniającymi standardowe warunki dostawy energii elektrycznej, w szczególności poproszono



o sprecyzowanie na czyj wniosek przeprowadzana jest procedura klasyfikacji zdarzenia jako nadzwyczajnego. Na brak takiej procedury wskazało 12% operatorów biorących udział w badaniu. Wśród odpowiedzi wskazujących na podmiot odpowiedzialny za inicjację procedury klasyfikacji zdarzeń nadzwyczajnych daje się zauważyć duże zróżnicowanie, które częściowo można tłumaczyć zróżnicowaniem struktur organizacyjnych przedsiębiorstw będących operatorami sieci elektroenergetycznych. Część respondentów wskazała, że osób/ciał władnych wszcząć procedurę klasyfikacji może być kilka, na różnych szczeblach zarządzania, stąd liczba wskazań brana pod uwagę przy analizie uzyskanych wyników jest wyższa od liczby odpowiadających. Zestawienie uzyskanych odpowiedzi zamieszczono w tabeli poniżej.

Tabela 5.4-38 Podmiot wnioskujący o przeprowadzenie procedury klasyfikacji zdarzenia nadzwyczajnego

Lp.	Wyszczególnienie	Liczba odpowiedzi	% odpowiedzi
1	Zarząd Spółki	4	12%
2	Dyrektor Oddziału	4	12%
3	Dyrektor ds. Dystrybucji	3	9%
4	Dyrektor ds. Zarządzania Siecią/Zarządzania Majątkiem Sieciowym	3	9%
5	Kierownik Wydziału Ruchu/ Kierownik Centralnej Dyspozycji Ruchu	4	12%
6	Kierownik Rejonu Energetycznego	2	6%
7	Dyspozytor Centralnej Dyspozycji Mocy/Zakładowej Dyspozycji Mocy/Rejonowej Dyspozycji Ruchu	4	12%
8	Sztab kryzysowy	2	6%
9	Dział sprzedaży	1	3%
10	Odbiorcy	1	3%
11	W ramach procedury odszkodowawczej z tyt. ubezpiec.	1	3%
12	Brak odpowiedzi	1	3%
13	Brak procedury	4	12%

W dalszej kolejności zapytano o podmiot klasyfikujący i zatwierdzający przerwy w dostawach energii elektrycznej jako wywołane zdarzeniem nadzwyczajnym. Podobnie jak w poprzednim pytaniu uzyskano dość szeroki wachlarz odpowiedzi, jednak zdecydowanie



najczęściej wskazywaną osobą w przedsiębiorstwie był dyrektor ds. dystrybucji. Tabela 5.4-39 prezentuje zestawienie uzyskanych odpowiedzi.

Tabela 5.4-39 Podmiot klasyfikujący i zatwierdzający przerwy w dostawach energii elektrycznej jako wywołane zdarzeniem nadzwyczajnym

Lp.	Wyszczególnienie	Liczba odpowiedzi	% odpowiedzi
1	Zarząd Spółki	3	10%
2	Dyrektor Oddziału	1	3%
3	Dyrektor ds. Dystrybucji	10	33%
4	Dyrektor ds. Zarządzania Siecią/ Zarządzania Majątkiem Sieciowym	4	13%
5	Dyrektor ds. Technicznych	1	3%
6	Kierownik Wydziału Ruchu/ Kierownik Centralnej Dyspozycji Ruchu	2	7%
7	Sztab kryzysowy	2	7%
8	Dział sprzedaży	1	3%
9	W ramach procedury odszkodowawczej z tyt. ubezpieczenia	1	3%
10	Brak odpowiedzi	2	7%
11	Brak procedury	3	10%

W odpowiedzi na pytanie o kryteria stosowane w trakcie klasyfikacji zdarzeń nadzwyczajnych ankietowani operatorzy najczęściej (36% odpowiadających) wskazywali na czynniki określające liczbę i natężenie awarii, przy czym kryterium to opisywano w sposób ogólny jako np. liczba wyłączeń linii, natężenie wyłączeń linii na danym obszarze w tym samym czasie, rozległością i charakterem uszkodzeń, tylko w jednym przypadku podano bardziej doprecyzowaną miarę – liczba nieplanowanych wyłączeń przekraczającą 5-krotność średniej dobowej. Nieco mniejsza grupa objętych badaniem operatorów (29%) uznała za kryterium natężenie czynnika sprawczego, również w tym przypadku w odpowiedziach dominował duży stopień ogólności (np. „znaczne przekroczenie zakresu zjawisk zachodzących podczas normalnej eksploatacji”) bądź wskazywano że czynniki oraz ich siła określone są w umowie z firmą ubezpieczeniową. W pojedynczych przypadkach jako kryterium podano liczbę odbiorców objętych ograniczeniami w dostawie oraz przewidywany czas przerw w dostawach energii elektrycznej. Na brak jednoznacznych kryteriów wskazało 14% odpowiadających, podobny odsetek respondentów wstrzymał się od odpowiedzi.

Na pytanie czy odbiorcy są informowani o klasyfikacji zdarzenia skutkującego przerwą w dostawie energii elektrycznej ponad połowa (52%) objętych badaniem operatorów udzieliła odpowiedzi przeczącej. Pozostali operatorzy potwierdzili udzielanie informacji odbiorcom,



lecz w mniej lub bardziej ograniczonym zakresie. Odbiorcy są informowani poprzez biuro telefonicznej obsługi klienta lub na pisemny wniosek przez 24% operatorów objętych badaniem, 7% publikuje ogłoszenia w środkach masowego przekazu.

Ponad trzy czwarte operatorów biorących udział w badaniu nie przewiduje procedury odwoławczej od decyzji o zakwalifikowaniu zdarzenia jako nadzwyczajnego, zmieniającego standardowe warunki dostaw energii elektrycznej, 24% posiada procedurę odwoławczą. Procedury odwoławcze przewidują najczęściej możliwość złożenia przez odbiorcę pisemnego odwołania od decyzji, wniosek rozpatruje komisja odwoławcza lub wyznaczany jest pracownik do ponownej analizy zdarzenia, w przypadku nie rozstrzygnięcia sporu odbiorca może oddać sprawę do sądu.

#### **5.4.5 Procedury i środki przeciwdziałania skutkom zdarzeń nadzwyczajnych**

W celu zbadania możliwości operatorów sieci elektroenergetycznych przeciwdziałania skutkom zdarzeń nadzwyczajnych respondenci zostali poproszeni o określenie:

- normatywnej ilości posiadanych środków zaradczych,
- stosowanych procedur wykorzystania tych środków,
- poziomów napięć jakim dedykowane są posiadane środki i stosowane procedury.

#### **Zespoły remontowe**

Ponad 80% badanych potwierdziło, że posiadają własne zasoby w postaci brygad eksploatacyjnych i pogotowia wyposażonych w specjalistyczny sprzęt, narzędzia oraz środki transportu, możliwe do wykorzystania w celu usuwania skutków awarii i minimalizacji czasu przerw w dostawie energii elektrycznej na wszystkich poziomach napięć. W dwóch przypadkach ankietowani stwierdzili, że w przypadku awarii w sieciach 110 kV (WN) usuwaniem ich skutków zajmują się firmy zewnętrzne bądź posiadane własne zasoby pozwalają prowadzić prace jedynie w ograniczonym zakresie.

Blisko 30% udzielających odpowiedzi wskazało, że oprócz własnych brygad remontowych posiadają również podpisane umowy z firmami zewnętrznymi, dysponującymi odpowiednim sprzętem, wykwalifikowaną kadrą oraz materiałami, zdolnymi w krótkim czasie przystąpić do usuwania szkód, w sytuacjach gdy jest to uzasadnione skalą i rozległością awarii w stosunku do posiadanych własnych zasobów.





W większości przypadków, ze względów ekonomicznych nie są stosowane sztywne normatywy ilościowe środków dla przeciwdziałania skutkom awarii, posiadane zasoby w postaci brygad pogotowia, służb eksploatacyjnych oraz brygad z firm zewnętrznych wykorzystywane są stosownie do zaistniałej sytuacji. Jedynie w dwóch przypadkach wskazano normatywne wskaźniki posiadanych środków – liczbę brygad remontowych lub liczbę elektromonterów przypadającą na 100 km linii. Wskaźniki te określono na zbliżonym poziomie: 0,33 brygad/100 km linii (0,71 elektromonterów/100 km linii) oraz 0,35 brygad/100 km linii.

### **Materialy i części zapasowe**

Objęci badaniem operatorzy zabezpieczają materiały i części zapasowe poprzez:

- utrzymywanie własnych zapasów magazynowych,
- utrzymywanie własnych zapasów magazynowych oraz zapasy magazynowe u dostawcy na podstawie podpisanych umów na dostawę wyposażenia w sytuacjach awaryjnych
- wyłącznie w oparciu o podpisane umowy z dostawcami.

Ponad połowa (56%) ankietowanych potwierdziła, że posiada własne awaryjne zapasy magazynowe materiałów i części na potrzeby usuwania skutków zaistniałych awarii. W dwóch przypadkach wskazano, że gospodarka magazynowa odbywa się z wykorzystaniem magazynu głównego (dostępny całodobowo lub dostęp w godzinach wolnych od pracy zapewniony przez dyżury pogotowia domowego służb magazynowych) oraz rejonowych magazynków podręcznych dostępnych całodobowo, w pozostałych przypadkach nie udzielono bardziej szczegółowych informacji na temat organizacji gospodarki magazynowej. Również dwóch badanych wskazało, że stany zapotrzebowania magazynów określane są na podstawie statystyk historycznych obejmujących dane o ilości uszkodzeń sieci charakterystycznych dla danych pór roku. W przypadku jednego operatora, wielkość zapasu określona jest jako pozwalająca odbudować sekcję odciągową linii oraz zapas aparatury potrzebny do odbudowy kilku pól liniowych na każdym z poziomów napięć. Pozostali operatorzy dysponujący własnymi magazynami materiałów i części stwierdzili, że wielkość zapasu określana jest na podstawie wewnętrznej procedury bądź nie określili sposobu ustalania poziomu zapasów.

Blisko co czwarty objęty badaniem (24%) korzysta z zapasów magazynowych zgromadzonych u dostawcy wyposażenia, zabezpieczonych podpisanymi umowami, przy





czym dla ponad połowy w tej grupie, jest to jedyne źródło materiałów i części zapasowych (brak własnych zapasów magazynowych).

### **Zestawy awaryjnych linii**

Tylko jeden z operatorów objętych badaniem potwierdził dysponowanie tego typu zestawami dla linii nN, pozostali udzielili odpowiedzi przeczącej bądź nie udzielili odpowiedzi.

### **Mobilne agregaty prądotwórcze**

Większość (64%) operatorów objętych badaniem potwierdziła posiadanie na wyposażeniu mobilnych agregatów prądotwórczych, jednak tylko 32% uznało, że posiadane zasoby kwalifikują je jako realny środek przeciwdziałania skutkom długotrwałych przerw w dostawach energii elektrycznej, w sytuacjach nadzwyczajnych (katastrofalnych), dla zasilenia odbiorców wrażliwych (przeciwdziałanie zagrożeniu życiu lub zdrowiu ludzkiemu). W pozostałych przypadkach agregaty prądotwórcze przewidziane są jedynie do zasilania potrzeb własnych. Ze względu na niewielki procent odpowiedzi zawierających szczegółowe informacje trudno jest w sposób statystyczny ocenić liczbę oraz moc urządzeń, możliwych do wykorzystania. Najwyższa liczba urządzeń tego typu wykazana w odpowiedziach to 71 szt., pracujących na niskim napięciu o mocy do 150 kVA (przy czym znacznie częściej wykazywano kilka lub kilkanaście sztuk) oraz najwyższa łączna moc 1140 kVA.

### **Plany działań kryzysowych**

Na podstawie uzyskanych odpowiedzi (80%) można stwierdzić, że wszyscy operatorzy objęci badaniem posiadają plany działań kryzysowych bądź plany te są w trakcie opracowywania (jeden przypadek). Plany, wytyczne, instrukcje i procedury wymienione przez objętych badaniem operatorów zestawiono poniżej.

- plany, wytyczne, instrukcje, procedury działania w warunkach awarii masowych sieci dystrybucyjnej na wszystkich poziomach napięć;
- instrukcje ogólne i szczegółowe, polecenia na wypadek zagrożenia klęskami żywiołowymi w sieci elektroenergetycznej
- zestawy procedur na wypadek różnych sytuacji kryzysowych (np. instrukcja współpracy z komendami straży pożarnej, instrukcja na wypadek braku łączności, instrukcja na wypadek awarii systemów informatycznych itp.)
- plan na wypadek katastrofy;



- plan na wypadek całkowitego braku zasilania – „blackout’u”
- instrukcje odbudowy systemu
- procedury awaryjnego zasilania obszaru
- procedury postępowania służb dyspozytorskich w różnych stanach bilansowania mocy
- instrukcje stałego dyżuru
- wojewódzki plan reagowania kryzysowego

### **Procedury monitorowania warunków pogodowych**

Większość (60%) operatorów objętych badaniem stosuje procedury monitorowania warunków pogodowych, zaś 24% zadeklarowało brak procedur w tym zakresie.

Jak wynika z danych zamieszczonych w Tabeli 5.4-40 najczęstszą praktyką jest korzystanie z raportów i komunikatów Instytutu Meteorologii i Gospodarki Wodnej oraz ostrzeżeń z Wojewódzkiego Centrum Zarządzania Kryzysowego (prognoza 6 dniowa). Dość często wykorzystywane są również informacje ze środków masowego przekazu oraz internetowych portali pogodowych. W dwóch przypadkach monitorowanie odbywa się w oparciu o pomiary z własnych stacji meteorologicznej.

Tabela 5.4-40 Źródła informacji wykorzystywane do monitorowania warunków pogodowych

Lp.	Wyszczególnienie	Liczba odpowiedzi	% odpowiedzi
1	Komunikaty IMiGW	8	22%
2	Informacje z Centrum Zarządzania Kryzysowego	8	22%
3	Dane z zakładowej stacji pogodowej	2	6%
4	Informacje z internetowych portali pogodowych	3	8%
5	Informacje ze środków masowego przekazu	3	8%
6	Nieokreślony sposób	2	6%
7	Brak monitorowania	6	17%
8	Brak odpowiedzi	4	11%

### **Procedury postępowania w przypadku wystąpienia ekstremalnych zjawisk atmosferycznych**

Większość (64%) operatorów objętych badaniem dysponuje procedurami postępowania w przypadku wystąpienia ekstremalnych zjawisk atmosferycznych, 8% zadeklarowało brak procedur w tym zakresie, zaś 28% nie udzieliło odpowiedzi. Najczęściej wymienianą procedurą (23% odpowiedzi) jest procedura postępowania (lub plan działania) w przypadku:



zmasowanych awarii / katastrofy / sytuacji kryzysowej / zagrożenia klęską żywiołową (operatorzy stosują zróżnicowane nazewnictwo zdarzeń katastrofalnych). Respondenci wymienili również procedury:

- wymuszane przepływy w sieci 110 kV przy występowaniu sady katastrofalnej
- instrukcja przygotowania sieci elektroenergetycznej do pracy w energetycznym szczycie jesienno-zimowym - procedury na okoliczność zagrożeń na skutek ekstremalnie niskiej temperatury, silnych opadów śniegu i sady,
- instrukcje odbudowy systemu,
- struktura dyspozytorskiego postępowania w różnych stanach bilansowania mocy,
- procedura zatrudniania brygad obcych do usuwania zwiększonej ilości awarii,
- powołanie sztabu kryzysowego,
- procedury likwidacji awarii,
- stanowiskowa instrukcja dyspozytora ruchu zapobiegania zniszczeniu urządzeń.

### **Umowy z Operatorami sąsiednich systemów**

Wśród operatorów objętych badaniem 40% zadeklarowało, że posiada umowy z sąsiednim operatorem/operatorami, 12% respondentów stwierdziło, że jest w trakcie negocjowania tego typu umów, zaś 24% stwierdziło, że nie jest stroną tego typu umów. Na podstawie uzyskanych odpowiedzi można wnioskować, że zakres działań przewidzianych w umowach jest zróżnicowany. Można tu wymienić umowy uzgadniające wzajemną współpracę przy usuwaniu skutków awarii katastrofalnych w zakresie użyczenia sprzętu, materiałów oraz brygad sieciowych (dotyczy operatorów współpracujących w ramach grupy energetycznej), umowy regulujące współpracę ruchową, umowy przewidujące rezerwowanie zasilania od strony sąsiedniego OSD w przypadku lokalnych awarii.

### **Inne środki przeciwdziałania skutkom zdarzeń nadzwyczajnych**

Do innych środków przeciwdziałania skutkom zdarzeń nadzwyczajnych operatorzy objęci badaniem zaliczyli:

- współpracę z Wojewódzkim, Powiatowym i Miejskim Sztabem Zarządzania Kryzysowego
- umowy z firmami wykonawczymi na usuwanie awarii w sieciach;
- listę referencyjną wykonawców do prac sieciowych;



- weryfikacja planu rozwoju pod kątem uwzględnienia inwestycji w elementy sieci najbardziej awaryjne i stanowiące „słabe punkty” systemu elektroenergetycznego;
- opracowaniu z udziałem OSP, lokalnymi wytwórcami energii oraz z innymi przedsiębiorstwami zarządzającymi mediami standardowych rozwiązań tworzenia układów wydzielonych oraz przeprowadzania okresowych prób i szkoleń;
- opracowanie programów wdrożenia działań doraźnych, w szczególności obejmujących:
  - analizę i programy uzupełnień zasilania awaryjnego układów, których funkcjonowanie jest niezbędne w sytuacji zaniku napięcia (układy regulacyjne, aparatura łączeniowa, telekomunikacja, systemy IT itp.);
  - harmonogramy i programy szkoleń służb ruchowych (dyspozytorów i pogotowia energetycznego) w zakresie postępowania w sytuacjach kryzysowych.

## 6 Prezentacja wyników Jakość handlowa

Wyniki ankiet przedstawiono w dziesięciu grupach tematycznych:

1. Obsługa bezpośrednia,
2. Obsługa telefoniczna,
3. Korespondencja pisemna z odbiorcą,
4. Skargi i reklamacje,
5. Korespondencja elektroniczna,
6. Odczyty,
7. Faktury,
8. Przyłączenia,
9. Wznowienie dostaw energii elektrycznej,
10. Badanie jakości obsługi.

Pola, które nie zostały wypełnione oznaczają brak danych.

Porównano dane podmiotów, które zamieściły informacje w ankietach. Nie mamy informacji czy i na jakim poziomie dotrzymywane są parametry, standardy podmiotów, którzy danych nie rejestrują. Ze względu na brak oficjalnych, jednoznacznych definicji i ich interpretacji dane rejestrowane są w bardzo rozbieżny sposób, nie pozwalający na porównywanie ich ze sobą. Do ankiet zostały dołączone komentarze, które zostaną przekazane beneficjentowi, a nie są publikowane w raporcie ze względu na ochronę danych niejawnych.



Tabela 6.1-1. OBSŁUGA BEZPOŚREDNIA (w roku 2008)

ID	liczba odbiorców przyłączonych na WN (na koniec roku)	liczba odbiorców przyłączonych na SN (na koniec roku)	liczba odbiorców przyłączonych na nN (na koniec roku)	liczba centrów (biur) obsługi odbiorców w których obsługiwani są odbiorcy przyłączeni do sieci OSD (na koniec roku)	liczba wizyt w centrach (biurach) obsługi odbiorców w roku	średni czas oczekiwania w na obsługę w centrach (biurach) obsługi odbiorców [min]	średni czas obsługi w centrach (biurach) obsługi odbiorców [min]	liczba stanowisk obsługi odbiorców	liczba pracowników bezpośrednio zaangażowanych do obsługi odbiorców	liczba miejsc kasowych w centrach (biurach) obsługi odbiorców	liczba stanowisk obsługi odbiorców w zakresie obsługi umów sprzedaży energii, usług dystrybucyjnych lub umów kompleksowych	liczba stanowisk obsługi odbiorców (w zakresie obsługi bilingowej)	liczba odbiorców oczekujących na obsługę w centrach (biurach) obsługi odbiorców mniej niż 20 minut	czy odbiorca ma możliwość umówienia się na spotkanie (obsługę) na określoną godzinę
1	23	5968	2 322 969											
2				6	105600	7	11,5	47	51	17	40	42	92%	tak
3				6	272690	10	12	32	32	8	17	53	88,4%	tak
4				11	681500	7	9	63	70	15	54	50	99,3%	tak
5				6	358600	9	10	49	49	10	20	31		tak
6				7	253145	12	15	51	61	13	17	34	96%	tak
8	3	433	185752	4	258456		3,3	31	31	7	18	18		tak
9	10	1184	657468	12	1251808	17	20	94	87	23	40	55	60,93%	
10	7	875	450041	11	540800	5	10	50	50	13	29	55	100%	tak
11	5	450	224262	5	199000	10	10	25	25	6	25	25	80%	tak
12	1	620	313678	7	81180	7	15	23	26	22	23	31	99,97%	tak
13	2	691	355776	7	108807		15	22	21	9	22	22		tak
14	2	180	172400	8	111320	7	9	20	21	6	16	20		nie
15	9	774	433499	35	332751	12	11	29	31	11	23	28	76,84%	tak
16	41	3642	1 676 655	35				203	248	81	104	280		tak
17	4	618	220584	3				18	38	4	15	16		tak
18	19	404	217529	5				29	29	13	12	17		tak



Tabela 6.1-I cd. OBSŁUGA BEZPOŚREDNIA (w roku 2008)

ID	liczba odbiorców przyłączonych na WN (na koniec roku)	liczba odbiorców przyłączonych na SN (na koniec roku)	liczba odbiorców przyłączonych na nN (na koniec roku)	liczba centrów (biur) obsługi odbiorców w których obsługiwani są odbiorcy przyłączeni do sieci OSD (na koniec roku)	liczba wizyt w centrach (biurach) obsługi odbiorców w roku	średni czas oczekiwania w na obsługę w centrach (biurach) obsługi odbiorców [min]	średni czas obsługi w centrach (biurach) obsługi odbiorców [min]	liczba stanowisk obsługi odbiorców	liczba pracowników bezpośredniego zaangażowanych do obsługi odbiorców	liczba miejsc kasowych w centrach (biurach) obsługi odbiorców	liczba stanowisk obsługi odbiorców w zakresie obsługi umów sprzedawcy energii, usług dystrybucyjnych lub umów kompleksowych	liczba stanowisk obsługi odbiorców (w zakresie obsługi bilingowej)	liczba odbiorców oczekujących na obsługę w centrach (biurach) obsługi odbiorców mniej niż 20 minut	czy odbiorca ma możliwość umówienia się na spotkanie (obsługę) na określona godzinę
20	1	772	315002	6				23	36	7		23	21	tak
21	3	1147	507993	7				81	87	16		192		tak
22	50	3 542	2 366 575	48			10	278	294	87		192		tak
23	9	724	452 596	17	110800	9	11	40	83	18		25	89,71%	tak
24	25	587	466 423	6	1 901 158	13	10	103	103	30		84		tak
25	6	660	329 642	4		5	8	20	20	8		6		tak
26	4	1 227	861 516	8	2200000	11	14	36	36	21		71	98,89%	tak
27	5	294	256 401	6	419636	8	10	18	17	10		6	89%	tak
29	2	860	667344	11	431043	5	8	92	85	12		30	71,86%	tak
30	1	1074	517486	11	554215	8	12	104	129	30		38		tak
31	7	1496	603849	10				33	33	0		0		tak
32	6	711	526 461	13	168395	7	16	71	68	11		36	90%	tak
33	24	1318	673222	12				48	188	0		63		tak
34	9	1369	846940	27	258570	15	25	192	366	28		88	13,78%	nie
35	4	852	425063	11				14	0	3		3	100%	tak
36	21	1463	7460717	12	60000	5	10	47	130	12		47	100%	tak
38	8	1105	879255	10	276000	33	10	29	145	3		28		tak
39	57	1279	1120788	3	151753	8,9	13,22	31	31	0		31	95%	nie

**Tabela 6.1-2. OBSŁUGA TELEFONICZNA (w roku 2008)**

ID	Czy w firmie funkcjonuje call center?	Liczba rozmów telefonicznych centrach (biurach) obsługi odbiorców w roku	Przeciętny czas oczekiwania na połączenie telefoniczne z konsultantem w centrach (biurach) obsługi odbiorców [sek.]	Przeciętny czas obsługi telefonicznej odbiorcy w centrach (biurach) obsługi odbiorców [min]	Procent spraw załatwionych podczas jednego kontaktu telefonicznego
1	tak				
2		492 000	90	4,5	63%
3		457 056	15	3	15%
4		264 220	60	2	100%
5				4	70%
6		264 220		12	90%
8	nie			2,5	
9	nie	92 782		8	75%
10	tak	211 779	16	3,68	90%
11	nie	35 000		3	90%
12	tak	90 000		6	80%
13	tak	185 286	10	1,5 / 3	
14	nie				
15	tak	65 861	15	2,47	95%
16	nie				
17	nie				
18	nie				
19	nie				
20	nie				
21	nie				
22	nie	254 750	30	4	80%
23	nie	63 340	60	5,5	75%
24	nie				
25	nie				
26	nie	82 450	20	2,5	80%
27	nie	108 960	60	1	95%
29	nie	229 461	30	5	86%
30	tak	168 346	40	4,42	99%
31	nie				
32	nie	102 451	45	3	90%
33	nie	236 500		2	
34	nie			5	92%
35	nie				
36	nie	80 000	120	5	35%
38	tak	1 005 143	24	4,03	
39	tak	1 738 216	40	2,58	90%

**Tabela 6.1-3. KORESPONDENCJA PISMENA Z KLIENTEM (w roku 2008)**

ID	Liczba korespondencji listowej od odbiorców rocznie (dotyczy całego spektrum zagadnień relacji z odbiorcą)	Średni czas odpowiedzi na pisemne pytanie odbiorców dotyczące rozliczenia za energię elektryczną [dni]	Średni czas odpowiedzi na pytania dotyczące dostawy [dni]
1			
2	51 759	8,8	30
3	8 205	8	30
4	168 078	9,6	30
5	50 419	6	30
6	13 639	4	30
8	24 056		
9	24 083	11	11
10	12 066	7	14,7
11	19 000	5	5
12	25 276	10	10
13	57 485	5	5
14	12 164	7	7
15	18 423	7	
16	169 896	14	14
17	29 840	14	14
18	48 997	14	14
19	16 341	14	14
20	39 879	14	14
21	34 619	14	14
22	450 438	9	9
23	221 583	8	7
24	70 899	10	10
25	35 301	7	12
26	105 600	12	10
27	17 055	7	7
29	21 793	6	10
30	33 662	7	7
31	3 500		
32	38 648	7	8
33	37 614	8	8
34	91 796	14	14
35	350	7	7
36	108 931	7	11
38	46 584	19	
39	165 000	14	14
37	33		7



**Tabela 6.1-4. SKARGI/REKLAMACJE**

ID	liczba skarg/reklamacji odbiorców				liczba uznanych skarg/reklamacji odbiorców				liczba skarg/reklamacji na jakość usług świadczonej przez OSD				liczba skarg/reklamacji odbiorców, zgłoszonych do regulatora				liczba skarg/reklamacji odbiorców, uznanych przez regulatora jako zasadne				Średni czas wysłania odpowiedzi na pismną skargę/reklamację odbiorcy (w dniach)
	2006	2007	2008		2006	2007	2008		2006	2007	2008		2006	2007	2008		2006	2007	2008		
1	40354	37110	36972		31250	29300	29682		21250	18800	16709		94	47	44		7	4	4		21
2	8574	8077	7212		7405	6512	6731		6177	6271	5132										
3	770	450	417		392	203	222		532	211	172										
4	11444	11785	12877		9157	9832	10652		7159	7238	7425										
5	14238	12600	12859		9886	9390	9280		3288	3837	2572										
6	5955	4198	3607		4844	2416	3011		2154	1506	1408										
8	23805	24742	24056																		
9	4246	4218	5044		2624	2448	3182		25	795	1572		4	2	4		1	0	1		8
10	515	213	240		218	87	138		247	328	231		4	1	1		1	0	0		7
11	4800	5000	4500		3400	3500	3100		950	960	940		10	10	10		1	0	0		8
12	6920	6600	7170		6100	6360	6805		112	123	100		0	0	2		0	0	0		10
13	54348	66913	57485		40677	57417	48738		20432	22969	21048										5
14																					
15	245	562	7		233	503	687		8	15	7										6
16	4061	2342	2174		2326	1465	1371		1325	737	526		40	30	36		5	10	8		14
17	650	392	178		503	265	88		456	240	111		0	0	4		0	0	3		14
18	796	569	503		508	282	152		287	279	307		3	3	5		0	1	0		14
19	232	164	90		98	66	46		123	58	30		7	4	6		1	2	0		10
20	700	437	650		370	243	435		143	81	28		1	1	1		1	1	0		14

Tabela 6.1-4cd. SKARGI/REKLAMACJE																					
ID	liczba skarg/reklamacji odbiorców				liczba uznanych skarg/reklamacji odbiorców				liczba skarg/reklamacji na jakość usługi świadczonej przez OSD				liczba skarg/reklamacji odbiorców, zgłoszonych do regulatora				liczba skarg/reklamacji odbiorców, uznanych przez regulatora jako zasadne			Średni czas wystania odpowiedzi na pisaną skargę/reklamację odbiorcy (w dniach)	
	2006	2007	2008		2006	2007	2008		2006	2007	2008		2006	2007	2008		2006	2007	2008		
21													11	6	8		0	0	2	14	
22	1914	4558	4313		1315	3473	3112		385	576	857		46	37	26		2	1	1	12	
23	44	300	130		29	118	49		21	116	63		1	5	4		0	1	0	12	
24	472	539	643		201	236	234		220	271	272		8	3	4		1			11	
25	138	220	244		6	73	72			36	16		7	2	1		1	0	1	14	
26	1248	3309	3003		1077	2969	2600		137	84	265		30	27	16		0	0	0	14	
27	12	190	293		2	77	157		7	69	241		0	0	1		0	0	0	11	
29	5099	4238	4429		4925	4000	3658		512	535	487				1				1	8	
30	3824	4312	4309		2952	3597	3710		2463	2554	2481		4	16	10		0	0	0	14	
31																		5	4		
32	36046	43810	37164		28046	35689							1	4	3		0	1	1	9	
33	41884	46117	46416		11799	13116	13336		1286	1292	895		7	4	1		0	0	0	9	
34	38842	41111	46365		4208	4945	4195		25032	26704	32114		14	18	51		0	2	22	13	
35	37682	44829	40831		31557	35932	34393		37682	44829	40831		7	4	4		1	1	2	11	
36	71908	80544	74103		49658	55757	49495		6610	6603	6894		6	7	3		3	0	1	14	
38	4213	6325	17142						1479	1505	1696									14	
39			6865				6865		4000	3728	3881						0	1	1	14	

**Tabela 6.1-5. KORESPONDENCJA ELEKTRONICZNA (w roku 2008)**

ID	Liczba przychodzących e-maili w roku (dotyczy całego spektrum zagadnień relacji z odbiorcą)	Średni czas udzielenia odpowiedzi na e-maile od odbiorców (w dniach)
1	17165	1
2		
3		
4		
5		
6		
8	120	
9	9640	1,5
10	1290	2
11	350	2
12	2590	3
13	808	3
14	113	1,5
15	336	3
16		
17		
18		
19		
20		
21		
22		4
23		
24		
25		
26	3730	4
27	159	2
29	790	1
30	6 190	4
31	300	3
32	2070	2
33		
34	26 333	5
35		
36	2 000	3
38	53 690	9
39	116 796	2
37	35	3

**Tabela 6.1-6. ODCZYTY (w roku 2008)**

ID	liczba liczników odczytywanych przez OSD na napięciu WN i SN (za okres 1 roku)	liczba odczytów liczników na napięciu WN i SN dokonanych przez OSD (za okres 1 roku)	liczba liczników odczytywanych przez OSD na napięciu nN	liczba odczytów liczników na napięciu nN dokonanych przez OSD (za okres 1 roku)	liczba wykonywanych rocznie odczytów licznika sieci nN przez odbiorców	średni czas, w którym firma dokonuje sprawdzenia układu pomiarowego na wniosek odbiorcy [dni]
1	5991	71892	2322969	11 544 690		10
2	827	1132	454275	1955336		
3	509	6544	18351	544892		
4	2681	32456	940628	5606852		
5	1060	13788	430246	2556884		
6	736	8944	279471	880726		
8	436	5405	186061	622932		
9	1815	21780	680503	1536100	116563	9
10	1305	15660	444695	2529249	48310	8
11	454	5500	224231	559000	13200	3
12	686	8232	261684	507640	8940	2
13	858	10092	360284	2114537	43837	3
14						8
15	1095	13140	394748	1205939	0	7
16	6013	84150	1673143	6661847	349219	8
17	2614	42879	222537	1270451	105903	10
18	779	11136	217529	1212350	77489	5
19	623	5,964	415129	927884	20764	5
20	879	9486	314855	1850821	77499	
21	1154	14685	503093	1400341	67564	14
22	10583	134544	2381213	5705080	416,698	6
23	1667	19196	451392	2666686	102562	6
24	2336	30048	466277	1079086	54000	7
25	1530	19060	336309	1681982	47580	5
26	4690	61392	870879	2074496	132914	7
27	360	4848	256356	1356412	79642	3,6
29	9038	20948	532655	1914080	46238	4,55
30	1457	15928	517482	1307480	87570	10
31	22800	22350	603,800	2898432	212879	
32	1986	23832	529114	1275473	73295	4
33	1993	28626	678379	4130846	16625	7
34	3054	32435	998399	1970889	122567	7
35	2826	33912	428679	617963	38773	7
36	1143	14346	1067700	2227042	74308	7
38	4030	46909	885695	2260485	58773	9
39	2614	31395	1094770	1806376	800052	4

**Tabela 6.1-7. FAKTURY (w roku 2008)**

ID	liczba faktur kompleksowych wystawianych rocznie	w tym: procent szacowanych faktur	liczba faktur tylko za usługę dystrybucji wystawianych rocznie	liczba korygowanych faktur rocznie	średni czas korygowania błędnie wystawionej faktury w przypadku, gdy odbiorca już zapłacił niewłaściwą kwotę [dni]
1					
2	2 772 526	19%	43	22 030	7,25
3	404,024	1%	55	3 475	3
4	5 765 270	3,65%	3858	90 173	5
5	2 467 903	1,4%	4449	10 863	5
6	953,862	7%	4	22 078	6
8	978093	42%	120	5 840	
9	1674914	2,4%	136	65 072	14
10	2636882	3%	900	25 268	1
11	611000	87%	18	80 000	7
12	1696715	15%	20	9 300	
13	1 966 685	2,68%	28	8 325	10 min
14	482538		20	4 707	10 min
15	3 303 113	40%	1 913	13 000	
16	16502345	58,4%	1 078	79 328	
17	1 328 710	0,39%	126	4 421	10 dni
18	2258527	40,3%	258	25	
19	9393622	78%	359	13 107	50 min
20	1 885 418	0,1%	42	10 431	
21	1636068	85%	320	26 369	
22	4 254 902	14,4%	3 845	94 906	
23	2 700 900	4%	1 179	17 661	7
24	1 253 785	23%	613	29 191	6
25	1 890 867	8%	292	16 228	
26	1 560 000	27%	1 525	9 719	20 min
27	1 441 117	10%	236	22 107	2
29	6 778 635	74%	6 555	12 518	4
30	1 370 302	4,25	226	18 713	2
31	3 679 478	1,1%	1 174	9 561	
32	3 205 478	56,4%	44	8 947	
33	3 927 429	6,5%	220	44 675	9
34	9 162 510	76%	1 752	7 679	14
35	3473282	84%	99	2	
36	4 500 000	40%	1 100	13 000	7
38	6,998,538		324	13 864	
39	729 202	2,34%	37 901	11 533	1
37	115	11%	75	13	
37b	36	0%		1	0

**Tabela 6.1-8. PRZYŁĄCZENIA (w roku 2008)**

ID	Średni czas od złożenia wniosku do uzyskania warunków przyłączenia do sieci nN [dni]	Średni czas realizacji umowy o przyłączenia do sieci nn [dni]	Średni czas założenia licznika i rozpoczęcia dostawy po zawarciu umowy dystrybucyjnej i umowy sprzedaży lub umowy kompleksowej odbiorcy
1	14	270	
2			8,8
3			3
4			8,9
5			2,5
6			4
8	9,61	164	1,2
9	22	365	7
10	14	165	
11	14	156	2
12	14	300	2
13	14,4	98	3
14			4
15			
16	14		7
17	14	190	7
18	12		7
19	14	150	7
20	14		7
21	17,2	420	6
22	10	200	4
23	11	200	7
24	11	365	3
25	10	184	2
26	9	196,5	3
27	8	120	5
29	14	266	4
30	13	365	5
31	10	182	7
32	11	316	6
33	11	210	3
34	14	471	10
35	10	90	23
36	11	90	7
38	14	540	10
39	11	181	2



**Tabela 6.1-9. WZNOWIENIE DOSTAW ENERGII ELEKTRYCZNEJ (w roku 2008)**

ID	Średni czas wznowienia dostawy po awarii [liczba dni]	Średni czas wznowienia dostawy po wstrzymaniu dostawy za długi [liczba godz.]	Procent odbiorców, których powiadomiono w czasie krótszym niż przewiduje Rozporządzenie Systemowe o planowanej przerwie	Procent odbiorców oczekujących na przywrócenie dostawy energii powstałej w wyniku awarii krócej niż 4 godziny	Średni czas wznowienia dostawy po ustaniu przyczyn wstrzymania inny niż długi (np. nielegalny pobór, zagrożenie życia itp. [liczba godz.]
1	9,42		0%		
2		19,2			42,48
3		12			24
4		7,2			57,6
5		12			36
6		7,2			48
8	0,54	4,8			
9	3	48	0%		2
10	1,57	168	0%	95%	
11	1,45	24	10%	60%	24
12	2	14	0%	98%	24
13	2,91	24	0%	86,4%	48
14		24			24
15		13			
16	3,2		0%		
17	5,77		0%		
18	1,63		0%		
19	0,38	24	0%		
20	2,65				
21	3,11		0%		48
22	2,5	24			
23	2,5	24	1%	89,6%	288
24	2	20			
25	2,3				
26	2,5	24	0%	85%	24
27	3,3	6	0%	86%	168
29	3,5				
30	1,31	32	0%		30
31	4,9		0%		
32		12	0%	75,5%	12
33	2,43	6,5	0%	89%	12,5
34	2,98	16			26
35	3,26	15	0%		
36	6,5	24	0%	95,8%	24
38	2,32	24		95%	
39	0,99	48		97,03%	4,49



Tabela 6.1-10. BADANIE JAKOŚCI OBSŁUGI	
ID	Czy Pani/Pana firma przeprowadza badania jakości usług (satysfakcji odbiorców)
1	nie
2	
3	
4	
5	
6	
8	nie
9	tak
10	nie
11	tak
12	tak
13	tak
14	nie
15	
16	tak
17	nie
18	nie
19	tak
20	nie
21	nie
22	nie
23	nie
24	nie
25	nie
26	nie
27	nie
29	nie
30	tak
31	nie
32	nie
33	nie
34	nie
35	nie
36	nie
38	tak
39	tak
37	tak





## 6.2 Ciągłość dostaw

Ze względu na dostępność danych ciągłości dostaw energii przedstawionych w tabelach 5.1-10, 5.1-11 i 5.1-12 prezentacja wyników badań benchmarkingowych operatorów sieci dystrybucyjnej obejmuje wskaźniki dla których uzyskano istotną statystycznie ilość informacji (przyjęto jako istotne co najmniej 50% uzyskanych odpowiedzi). Pozostałych wyników nie zaprezentowano jako nie reprezentatywnych dla systemu. Ponieważ określenie przerw jako katastrofalnych w rozumieniu zapisów Rozporządzenia dotyczy czasu ich trwania a nie okoliczności które je spowodowały przerwy te w badaniach benchmarkingowych zaliczono do przerw bardzo długich.

Na podstawie wskaźników ciągłości operatorów sieci dystrybucyjnej przedstawionych w tabeli 6.2-1 wyznaczono systemowe wskaźniki ciągłości dla całego systemu dystrybucyjnego przedstawione w tabeli 6.2-2. W sieci SN i nN dominują najbardziej uciążliwe dla odbiorców przerwy nieplanowane których średni czas trwania dla odbiorcy dotkniętego zdarzeniem wynosi blisko 1,5 godziny przy bliskiej 4 spodziewanej ilości zdarzeń w roku. Mniej uciążliwe przerwy planowane, mimo że trwają przeciętnie dłużej bo blisko 4 godzin to występują zdecydowanie rzadziej, nieco częściej niż raz na dwa lata. Spodziewane czasy trwania przerw dla odbiorcy dotkniętego zdarzeniem w sieci SN wynoszą dla przerw planowanych około 100 minut a dla nieplanowanych około 50 minut i są niemal o połowę krótsze niż w sieci analogiczne spodziewane wartości w sieci nN. W obszarze miejskim i wiejskim spodziewane czasy trwania przerw dla odbiorcy dotkniętego zdarzeniem są bardzo zbliżone i można je szacować na około 160 minut na zdarzenie przy czym w obszarze miejskim można się spodziewać blisko około 1,7 a w wiejskim około 4,3 takich zdarzeń w roku. Przytoczone wartości dla obszarów miejskiego i wiejskiego mogą być jedynie szacowane ze względu na niewielką liczbę respondentów którzy udzielili informacji dla tych obszarów oraz brak zidentyfikowanej liczby odbiorców na tych obszarach.

**Tabela 6.2-1 Wskaźniki ciągłości dostaw energii operatorów sieci dystrybucyjnej**

Lp.	Identyfikator ID operatora	SAIDI (3"<T) –wszystkich przerw długich łącznie z katastrofalnymi			SAIFI (3"<T) –wszystkich przerw długich łącznie z katastrofalnymi			MAIFI (1'' < t ≤ 3'') – KRÓTKIE PRZERWY
		SAIDI PLANOWANE [min/odbiorcę w roku]	SAIDI NIEPLANOWANE [min/odbiorcę w roku]	SAIDI SUMA [min/odbiorcę w roku]	SAIFI PLANOWANE [liczba/odbiorcę w roku]	SAIFI NIEPLANOWANE [liczba/odbiorcę w roku]	SAIFI SUMA [liczba/odbiorcę w roku]	
1	OSD ID 2*	237,00	244,23	481,23	0,87	1,74	2,61	1,44
2	OSD ID 3*	209,50	684,86	894,36	0,75	3,54	4,29	1,75
3	OSD ID 4*	119,46	618,26	737,72	0,58	6,24	6,82	4,29
4	OSD ID 5*	104,67	1179,00	1283,67	0,43	5,30	5,73	0,63
5	OSD ID 6*	145,49	439,60	585,09	0,57	2,61	3,18	1,36
6	OSD ID 8*	134,93	253,04	387,97	0,50	3,71	4,21	1,11
7	OSD ID 9	27,11	111,94	139,05	0,11	0,63	0,74	brak danych
8	OSD ID 10*	176,13	265,77	441,90	0,80	3,61	4,41	3,53
9	OSD ID 11	30,10	466,00	496,10	0,19	3,37	3,56	0,77
10	OSD ID 12	49,95	140,45	190,40	0,27	2,40	2,67	brak danych
11	OSD ID 13	122,30	884,90	1007,20	0,47	8,38	8,85	brak danych
12	OSD ID 14*	54,00	267,50	321,50	0,24	1,85	2,09	brak danych
13	OSD ID 15*	557,00	330,00	887,00	2,31	3,03	5,34	24,21
14	OSD ID 17*	512,38	670,07	1182,46	2,70	6,87	9,57	1,79
15	OSD ID 18*	98,71	162,10	260,81	0,47	2,56	3,03	1,17
16	OSD ID 19*	173,37	307,40	480,76	0,72	2,64	3,36	0,77
17	OSD ID 20*	184,40	282,89	467,29	0,65	3,35	4,00	2,08
18	OSD ID 21*	189,75	323,62	513,37	0,39	2,38	2,76	0,70
19	OSD ID 24	185,00	133,00	318,00	0,57	3,95	4,52	brak danych
20	OSD ID 23	64,00	55,00	119,00	0,24	2,60	2,84	brak danych
21	OSD ID 25	172,00	311,00	483,00	0,30	2,75	3,05	brak danych
22	OSD ID 26	112,00	144,00	256,00	0,19	6,70	6,89	brak danych

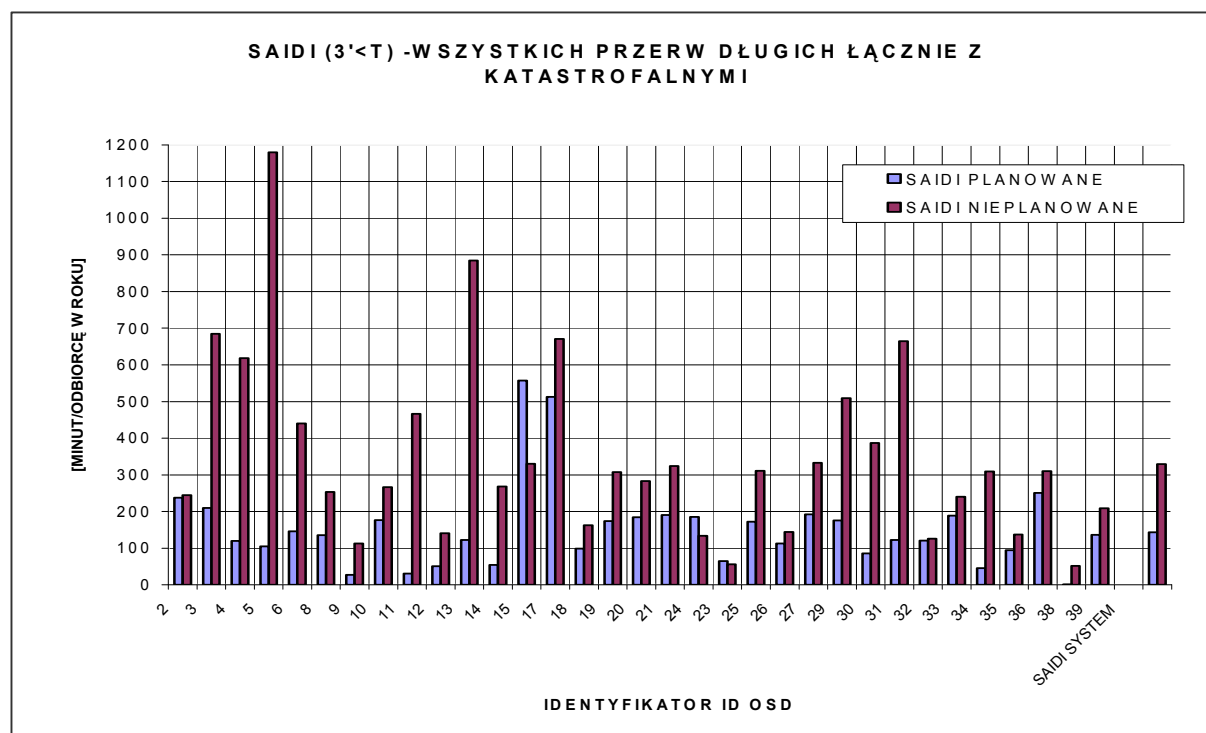
**Tabela 6.2-1 Wskaźniki ciągłości dostaw energii operatorów sieci dystrybucyjnej**

Lp.	Identyfikator ID operatora	SAIDI (3"<T) –wszystkich przerw długich łącznie z katastrofalnymi			SAIFI (3"<T) –wszystkich przerw długich łącznie z katastrofalnymi			MAIFI (1“<t≤3”) – KRÓTKIE PRZERWY
		SAIDI PLANOWANE [min/odbiorcę w roku]	SAIDI NIEPLANOWANE [min/odbiorcę w roku]	SAIDI SUMA [min/odbiorcę w roku]	SAIFI PLANOWANE [liczba/odbiorcę w roku]	SAIFI NIEPLANOWANE [liczba/odbiorcę w roku]	SAIFI SUMA [liczba/odbiorcę w roku]	
23	OSD ID 27	192,00	332,00	524,00	0,22	9,45	9,67	brak danych
24	OSD ID 29	175,80	509,40	685,20	0,72	4,71	5,43	brak danych
25	OSD ID 30	85,34	386,31	471,65	0,36	3,19	3,55	0,96
26	OSD ID 31	121,32	663,78	785,10	1,07	1,68	2,75	1,08
27	OSD ID 32	120,32	125,36	245,68	0,47	2,36	2,83	6,25
28	OSD ID 33	188,00	239,88	427,88	0,89	2,90	3,79	5,07
29	OSD ID 34	45,00	309,00	354,00	0,42	4,70	5,12	5,94
30	OSD ID 35	93,82	136,48	230,30	0,36	2,78	3,14	2,98
31	OSD ID 36	251,00	310,00	561,00	1,09	2,89	3,98	5,03
32	OSD ID 38	0,78	51,23	52,01	0,00	1,19	1,19	0,177
33	OSD ID 39	135,83	208,78	344,61	1,43	3,45	4,88	5,50
Niektórzy operatorzy (42,42% badanych OSD ID XX*) wyodrębnili przerwy katastrofalne dla pozostałych przyjęto, że zostały włączone do ogólnego wskaźnika SAIDI/SAIFI zgodnie z ankietą.								

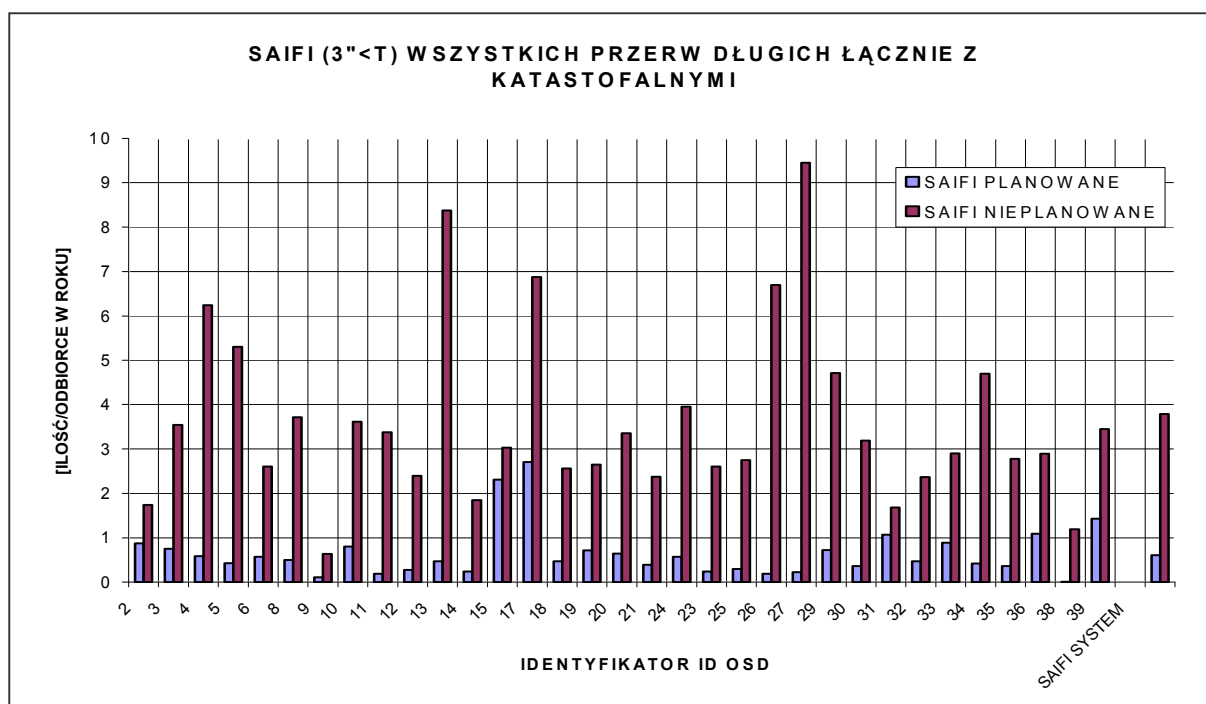
Tabela 6.2-2 Systemowe wskaźniki przerw długich i bardzo długich w sieci dystrybucyjnej SN i nN.			
Wskaźnik dla odbiorców całego systemu dystrybucyjnego	Przerw		Wszystkich przerw długich -łącznie z „katastrofalnymi” (bez katastrofalnych)
	planowanych	nieplanowanych (bez katastrofalnych)	
SAIDI [min/odbiorcę w roku]	142,76	329,47 (313,65)	472,23 (456,42)
SAIFI [liczba /odbiorcę w roku]	0,65	3,784 (3,57)	4,389 (4,22)
CAIDI [min/ zdarzenie dotyczące odbiorcę]	219,63	87,07 (87,86)	107,59 (108,16)
MAIFI	nie dotyczy	4,37	

UWAGA :MAIFI wyznaczono na podstawie danych z około 78% OSD  
 Niektórzy operatorzy 42,42% badanych wyodrębnili przerwy katastrofalne dla pozostałych przyjęto, że zostały włączone do ogólnego wskaźnika SAIDI/SAIFI zgodnie z ankietą.

Zmienność wskaźników SAIDI i SAIFI - czasu trwania i ilości doświadczanych przez odbiorców wszystkich przerw długich planowanych i nieplanowanych, łącznie z katastrofalnymi w sieci badanych OSD przedstawiono na rysunku 6.2-1 i 6.2-2

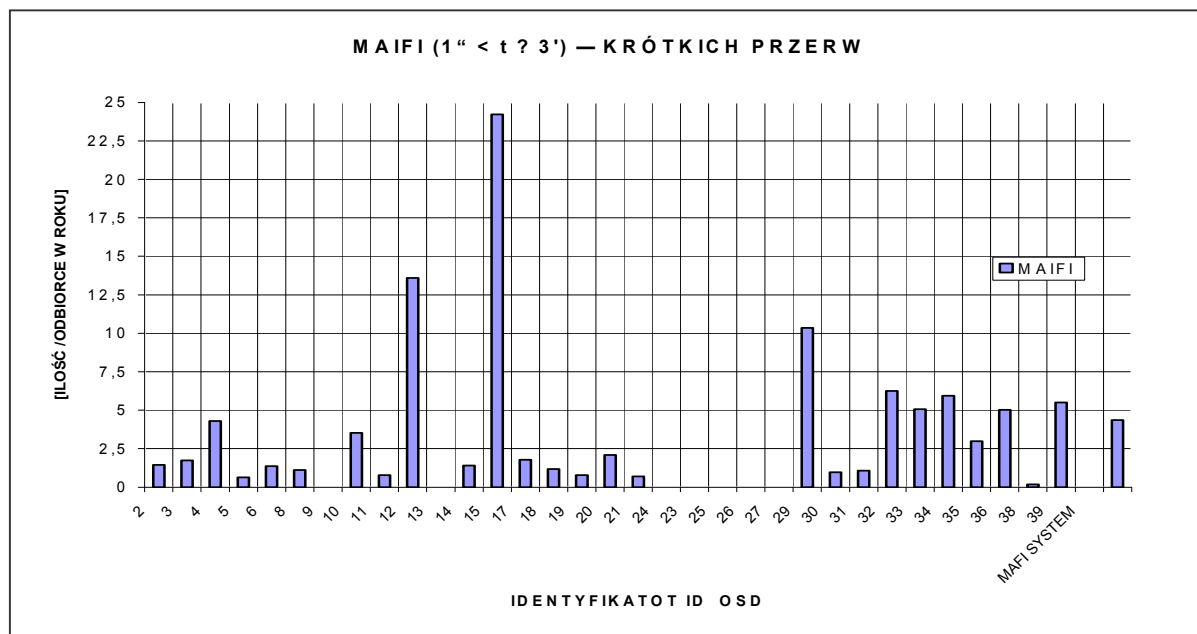


Rysunek 6.2-1 Zmienność SAIDI dla wszystkich przerw długich planowanych i nieplanowanych w sieci badanych operatorów.



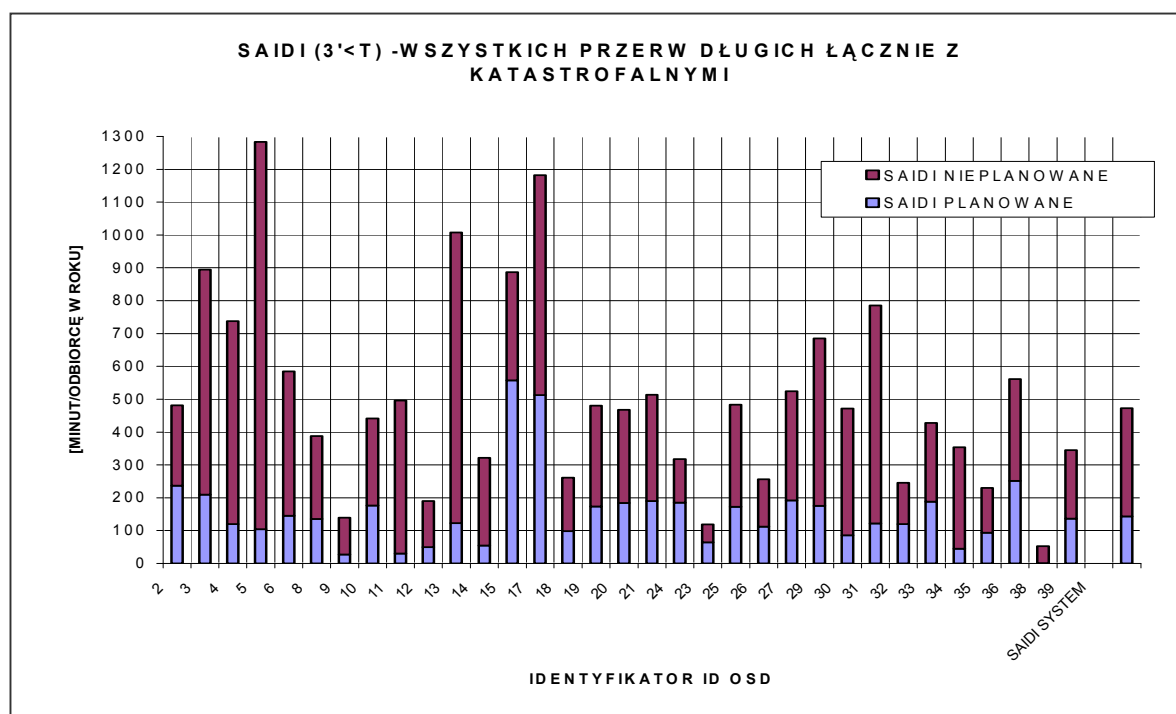
Rysunek 6.2-2 Zmienność SAIFI dla wszystkich przerw długich planowanych i nieplanowanych w sieci badanych operatorów

Na rysunku 6.2-3 przedstawiono zmienność wskaźnika przeciętnej częstości przerw krótkich MAIFI w sieci badanych operatorów.

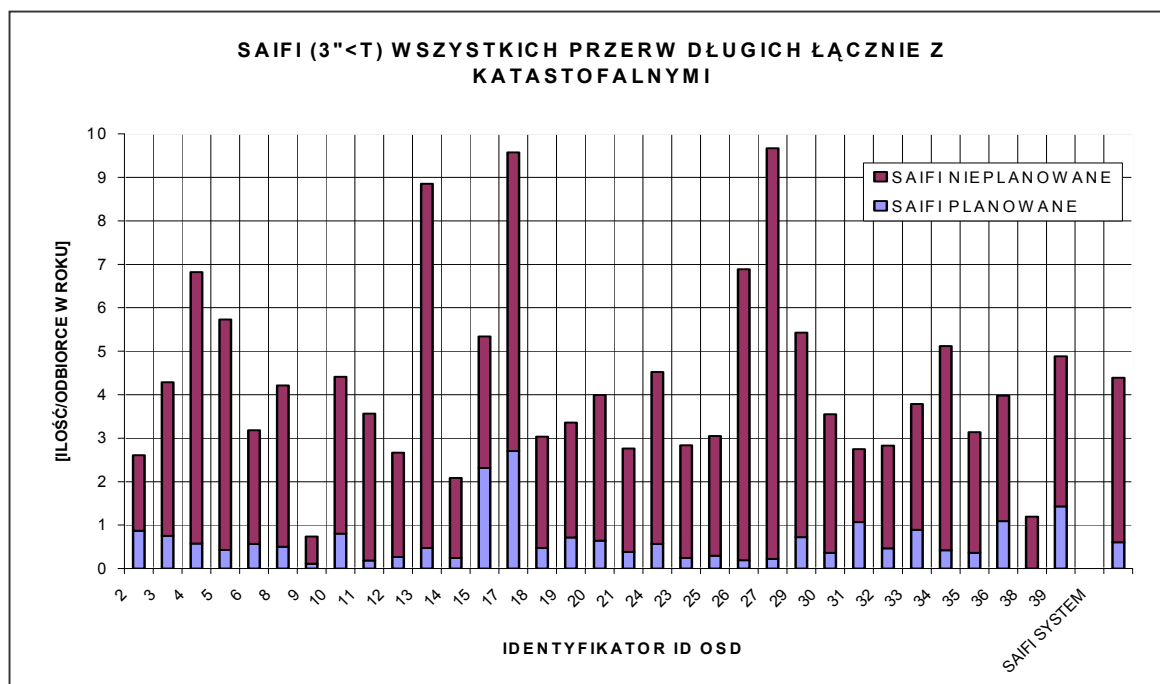


Rysunek 6.2-3 Zmienność MAIFI przerw krótkich w sieci badanych operatorów

Na rysunkach 6.2-4 oraz 6.2-5 przedstawiono udział wskaźników przerw planowanych i nieplanowanych w wartości wskaźnika SAIDI i SAIFI badanych operatorów.



Rysunek 6.2-4 Udział wskaźnika czasów trwania przerw planowanych i nieplanowanych w sieci dystrybucyjnej badanych operatorów



Rysunek 6.2-5 Udział częstości występowania przerw planowanych i nieplanowanych w sieci dystrybucyjnej badanych operatorów



Pomimo stosunkowo niewielkiej bo blisko 50% zaledwie ilości danych zróżnicowanych dla poziomów napięcia sieci i charakteru odbiorców przedstawiono w tabeli 6.2-3 i 6.2-4 6.2-5 6.2-6 zróżnicowane wskaźniki „quasi” systemowe dla charakterystycznych obszarów sieci obejmujące tylko obszary operatorów którzy udostępnili tak zróżnicowane dane.

<b>Tabela 6.2-3 Wskaźniki czasów trwania przerw długich w sieci SN i nN w sieci operatorów</b>							
Lp	Identyfikator ID operatora	SAIDI SIECI SN PRZERW [minut/odbiorcę w roku]			SAIDI SIECI nN PRZERW [minut/odbiorcę w roku]		
		PLANOWANE	NIEPLANOWANE	RAZEM	PLANOWANE	NIEPLANOWANE	RAZEM
1	OSD ID 2	146,78	129,63	276,41	90,39	108,65	199,04
2	OSD ID 3	196,13	543,82	739,95	13,35	77,36	90,71
3	OSD ID 4	89,59	529,17	618,76	18,75	41,83	60,58
4	OSD ID 5	65,32	887,61	952,93	39,45	13,47	52,92
5	OSD ID 6	73,41	373,15	446,56	72,27	42,13	114,40
6	OSD ID 8	163,94	293,20	457,14	134,87	247,74	382,61
7	OSD ID 10	66,90	127,73	194,63	176,35	265,69	442,04
8	OSD ID 11	26,96	300,50	327,46	30,11	315,50	345,61
9	OSD ID 12	560,54	1542,88	2103,42	48,94	119,67	168,61
10	OSD ID 13	109,10	126,04	235,14	122,32	779,12	901,44
11	OSD ID 14	57,00	83,00	140,00	54,00	224,00	278,00
12	1 OSD ID 5	251,00	220,30	471,30	557,00	329,70	886,70
13	OSD ID 31	96,25	372,00	468,25	25,07	291,78	316,85
14	OSD ID 33	113,00	164,00	277,00	75,20	75,40	150,60
15	OSD ID 38	0,60	48,49	49,09	0,18	2,74	2,92
<b>SAIDI „systemowe”</b>		<b>120,96</b>	<b>366,66</b>	<b>487,62</b>	<b>91,39</b>	<b>168,05</b>	<b>260,24</b>



**Tabela 6.2-4 Wskaźniki częstości występowania przerw długich w sieci SN i nN w sieci operatorów**

Lp	Identyfikator ID operatora	SAIFI SIECI SN PRZERW [liczba/odbiorcę w roku]			SAIFI SIECI nN PRZERW [liczba/odbiorcę w roku]		
		PLANOWANE	NIEPLANOWANE	RAZEM	PLANOWANE	NIEPLANOWANE	RAZEM
1	OSD ID 2	0,58	1,01	1,59	0,29	0,68	0,97
2	OSD ID 3	0,68	3,26	3,94	0,07	0,17	0,24
3	OSD ID 4	0,45	5,30	5,75	0,09	0,41	0,50
4	OSD ID 5	0,25	5,14	5,39	0,18	0,15	0,33
5	OSD ID 6	0,44	1,97	2,41	0,13	0,63	0,76
6	OSD ID 8	0,53	4,17	4,70	0,50	3,71	4,21
7	OSD ID 9	6,13	28,14	34,27	0,10	0,58	0,68
8	OSD ID 10	0,29	2,28	2,57	0,80	3,62	4,42
9	OSD ID 11	0,15	2,67	2,82	0,19	3,37	3,56
10	OSD ID 12	2,86	34,15	37,01	0,26	2,34	2,60
11	OSD ID 13	0,45	3,26	3,71	0,47	8,39	8,86
12	OSD ID 14	0,23	0,74	0,97	0,40	1,85	2,25
13	OSD ID 15	1,11	1,62	2,73	2,31	3,04	5,35
14	OSD ID 31	0,96	1,06	2,02	0,11	0,62	0,73
15	OSD ID 33	0,34	1,45	1,79	0,55	1,45	2,00
16	OSD ID 38	0,00	1,17	1,17	0,00	0,02	0,02
<b>SAIFI „systemowe”</b>		<b>1,12</b>	<b>6,69</b>	<b>7,81</b>	<b>0,40</b>	<b>1,69</b>	<b>2,10</b>



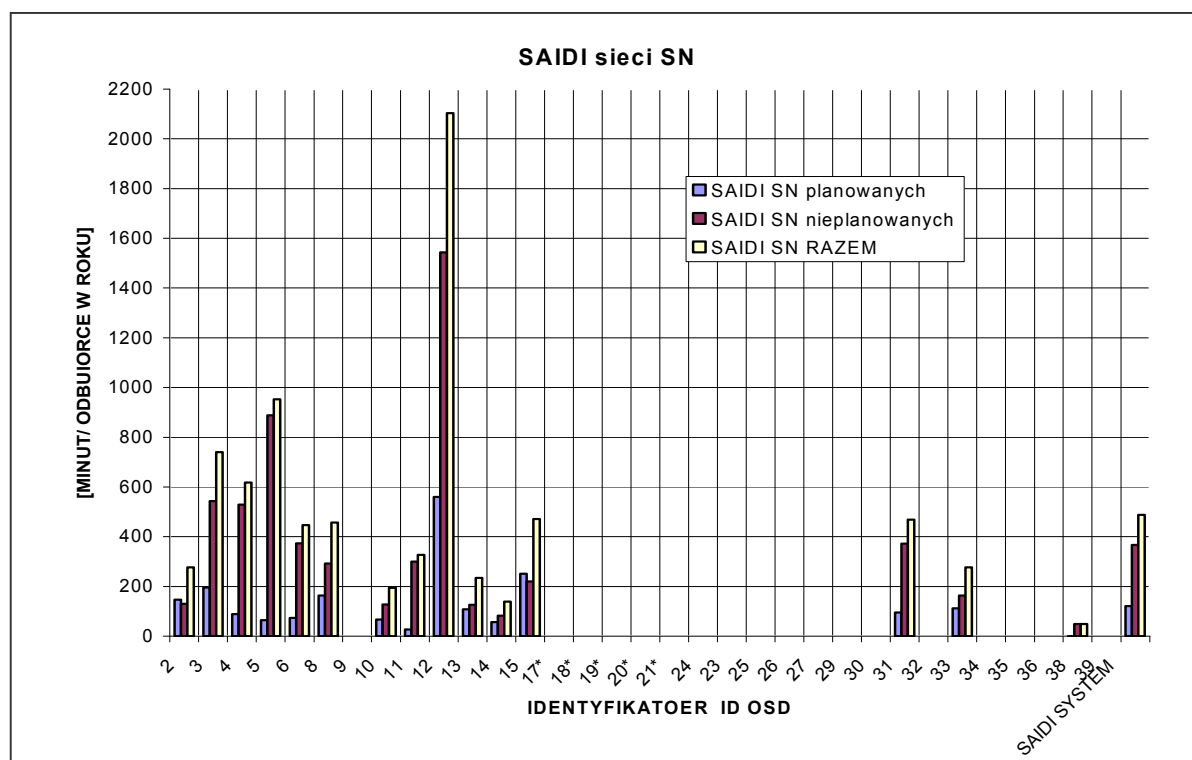


**Tabela 6.2-5 Wskaźniki czasów trwania przerw długich w sieciach miejskich i wiejskich**

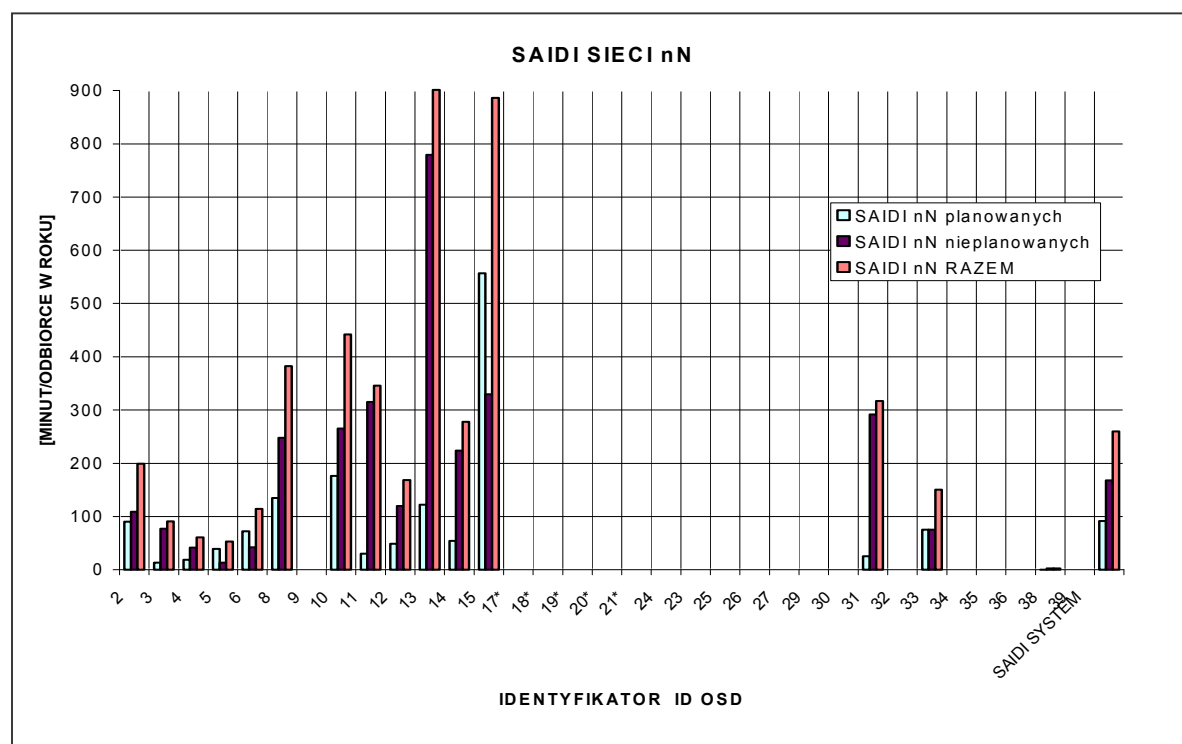
Lp	Identyfikator ID operatora	SAIDI PRZERW SIECI miejskiej [minut/odbiorcę w roku]			SAIDI PRZERW SIECI wiejskiej [minut/odbiorcę w roku]		
		PLANOWANE	NIEPLANOWANE	RAZEM	PLANOWANE	NIEPLANOWANE	RAZEM
1	OSD ID 2	193,36	175,55	368,91	349,22	379,2	728,42
2	OSD ID 3	199,34	440,89	640,23	228,24	956,59	1184,8
3	OSD ID 4	76,56	329,15	405,71	174,15	1060,5	1234,7
4	OSD ID 5	59,65	698,4	758,05	266,42	1598,5	1864,9
5	OSD ID 6	53,92	250,27	304,19	182,08	720,23	902,31
6	OSD ID 8	77,37	195,17	272,54	260,84	363,06	623,9
7	OSD ID 10	46,06	103,57	149,63	311,3	433,59	744,89
8	OSD ID 11	5,94	75,25	81,19	83,21	843,8	927,01
9	OSD ID 12	29	52,04	81,04	88,57	252,32	340,89
10	OSD ID 13	64,42	363,86	428,28	178,44	1179,5	1357,9
11	OSD ID 14	19	55	74	107	482	589
12	OSD ID 15	89	98	187	1365	729,6	2094,6
13	OSD ID 30	21,03	79,22	100,25	64,3	300,81	365,11
14	OSD ID 31	108,03	521,41	629,44	142,22	730,82	873,04
15	OSD ID 33	111	91,68	202,68	255	368	623
16	OSD ID 38	0,78	51,23	52,01			
17	OSD ID 39	88,49	128,46	216,95	47,33	76,84	124,17
<b>SAIDI „systemowe”</b>		<b>93,68</b>	<b>272,43</b>	<b>366,11</b>	<b>267,95</b>	<b>678,99</b>	<b>946,94</b>

**Tabela 6.2-6 Wskaźniki częstości występowania przerw długich w sieciach miejskich i wiejskich**

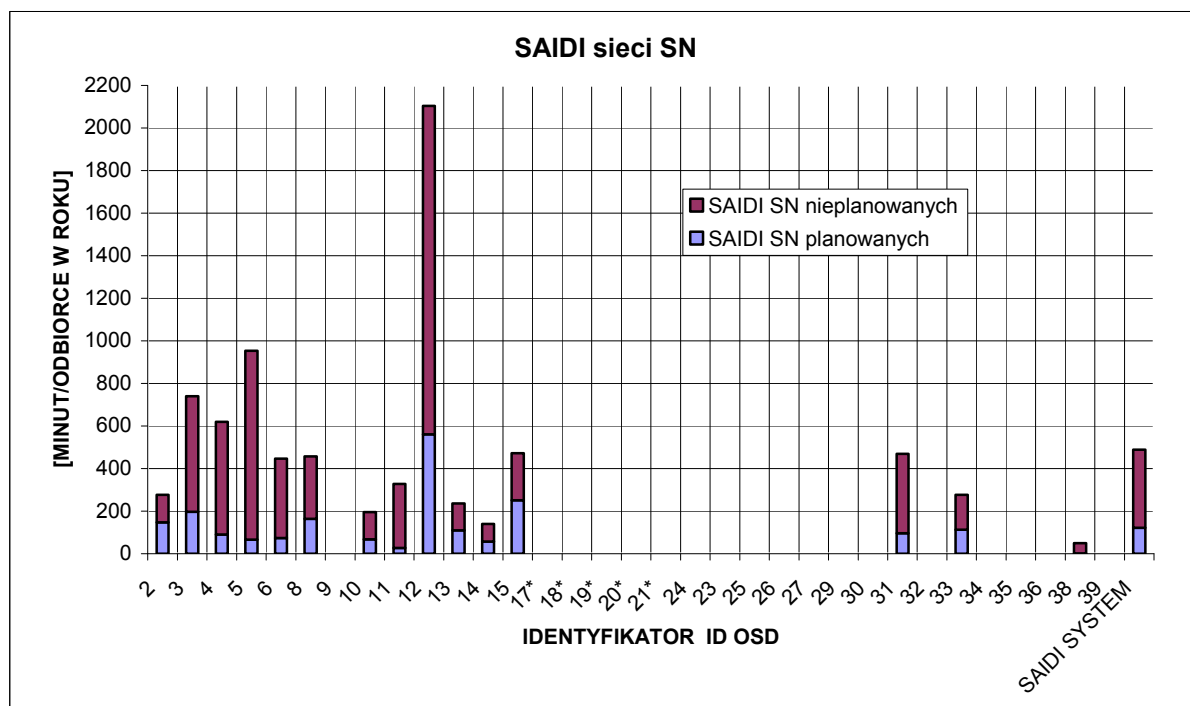
Lp	Identyfikator ID operatora	SAIFI PRZERW SIECI miejskiej [liczba/odbiorcę w roku]			SAIFI PRZERW SIECI wiejskiej [liczba/odbiorcę w roku]		
		PLANOWANE	NIEPLANOWANE	RAZEM	PLANOWANE	NIEPLANOWANE	RAZEM
1	OSD ID 8	0,30	3,06	0,93	5,12	0,30	3,06
2	OSD ID 9	0,06	0,23	0,31	2,19	0,06	0,23
3	OSD ID 10	0,25	1,71	1,36	5,59	0,25	1,71
4	OSD ID 11	0,05	1,31	0,49	6,60	0,05	1,31
5	OSD ID 12	0,17	1,43	0,44	3,96	0,17	1,43
6	OSD ID 13	0,27	4,70	0,67	11,86	0,27	4,70
7	OSD ID 14	0,10	1,05	0,47	2,98	0,10	1,05
8	OSD ID 15	0,45	1,55	5,52	5,59	0,45	1,55
9	OSD ID 30	0,09	1,17	0,26	2,02	0,09	1,17
10	OSD ID 31	0,96	1,36	1,26	1,89	0,96	1,36
11	OSD ID 33	0,72	1,11	1,04	4,47	0,72	1,11
12	OSD ID 38	0,004	1,190			0,004	1,190
13	OSD ID 39	0,95	2,09	0,47	1,35	0,95	2,09
SAIFI „systemowe” nie wyznaczono ze względu na brak informacji o ilości odbiorców w obszarach sieci							



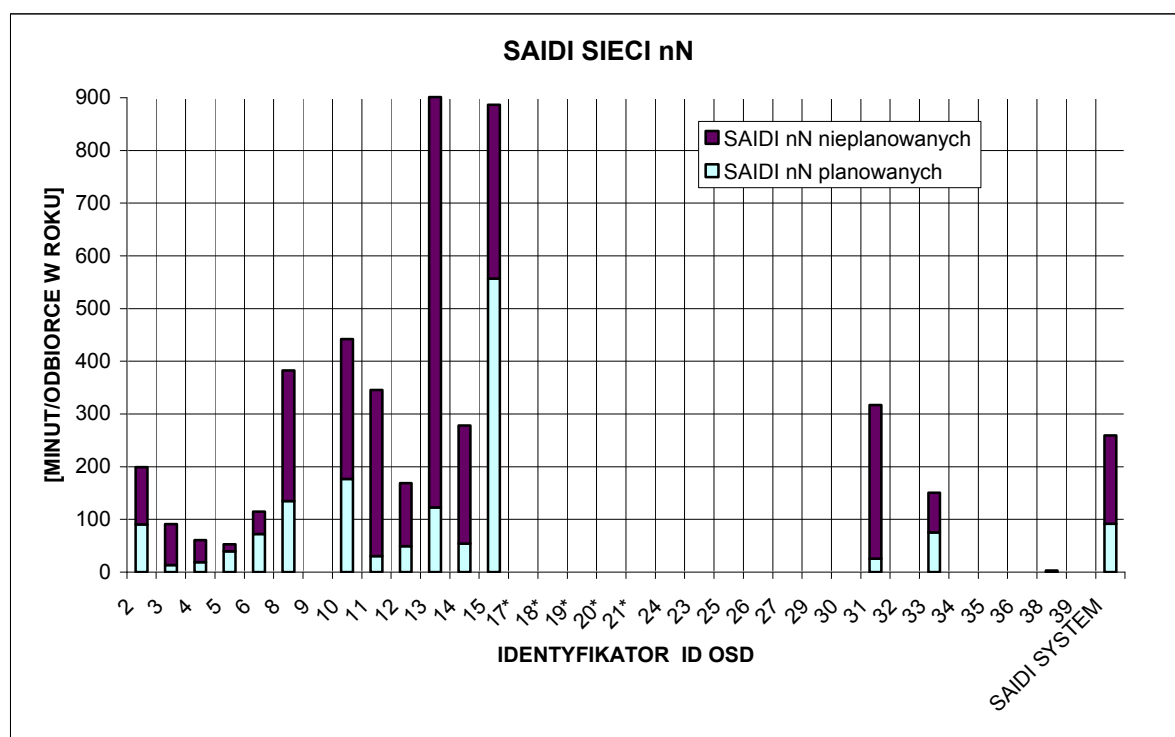
Rysunek 6.2-6 Wskaźnik czasu trwania przerw długich SAIDI planowanych i nieplanowanych w sieci SN według operatorów sieci dystrybucyjnej.



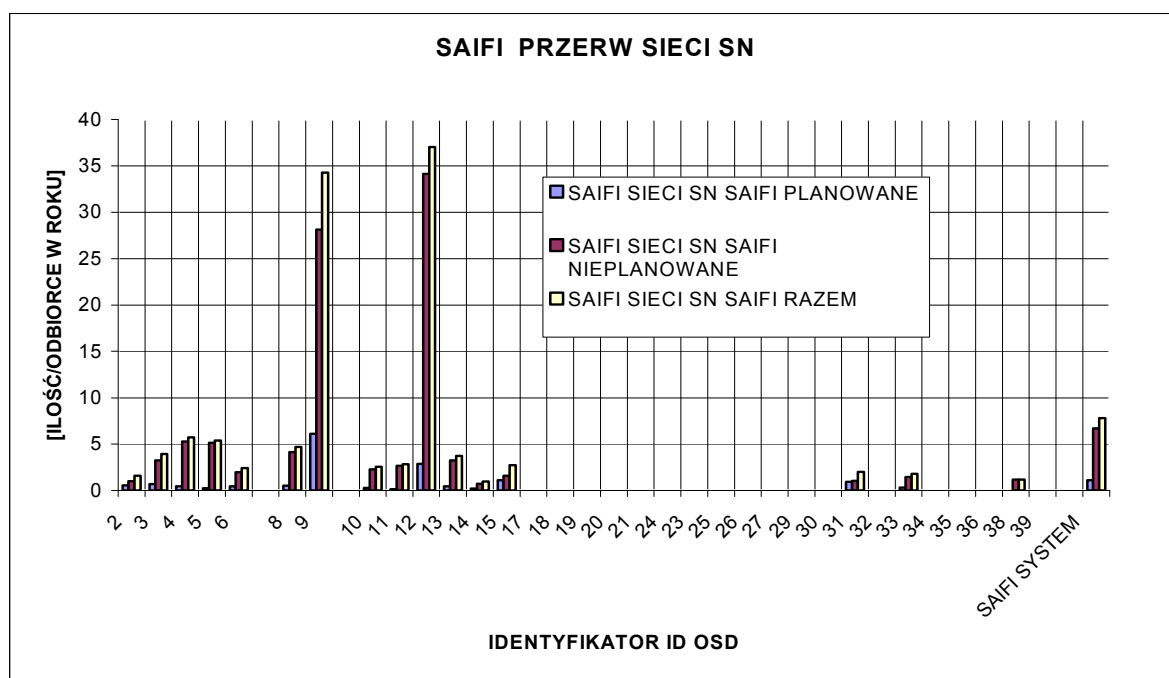
Rysunek 6.2-7 Wskaźnik czasu trwania przerw długich SAIDI planowanych i nieplanowanych w sieci nN według operatorów sieci dystrybucyjnej.



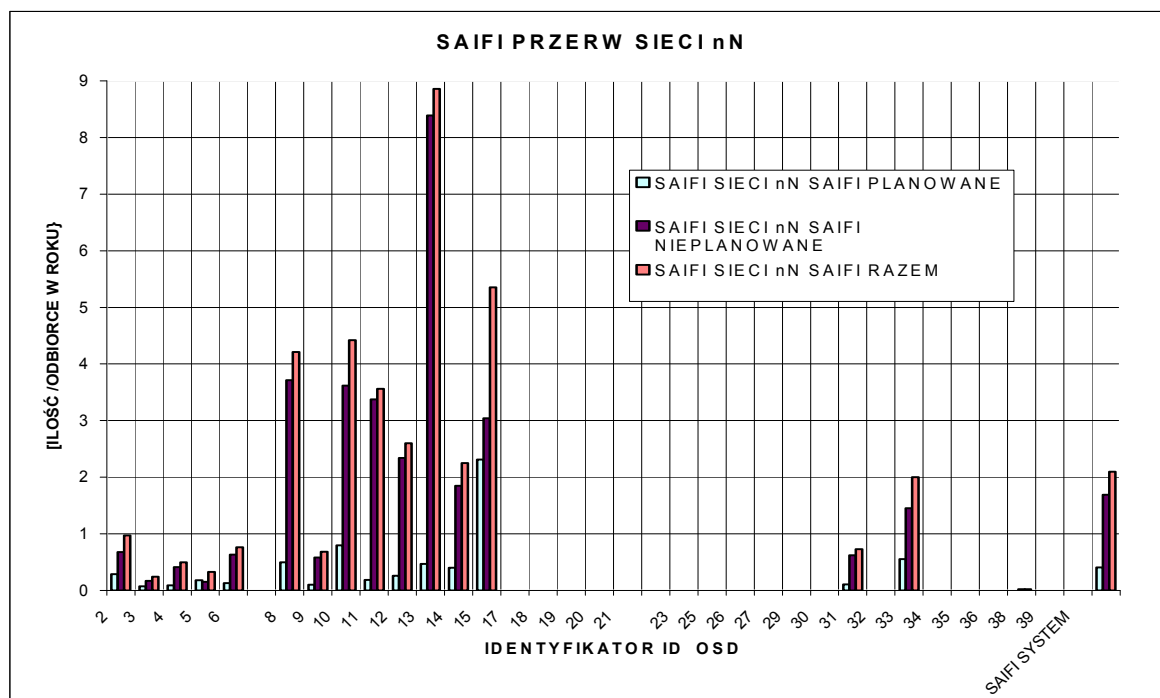
Rysunek 6.2-8 Udział przerw planowanych i nieplanowanych w wartości wskaźnika czasu trwania przerw długich w sieci SN według operatorów sieci dystrybucyjnej.



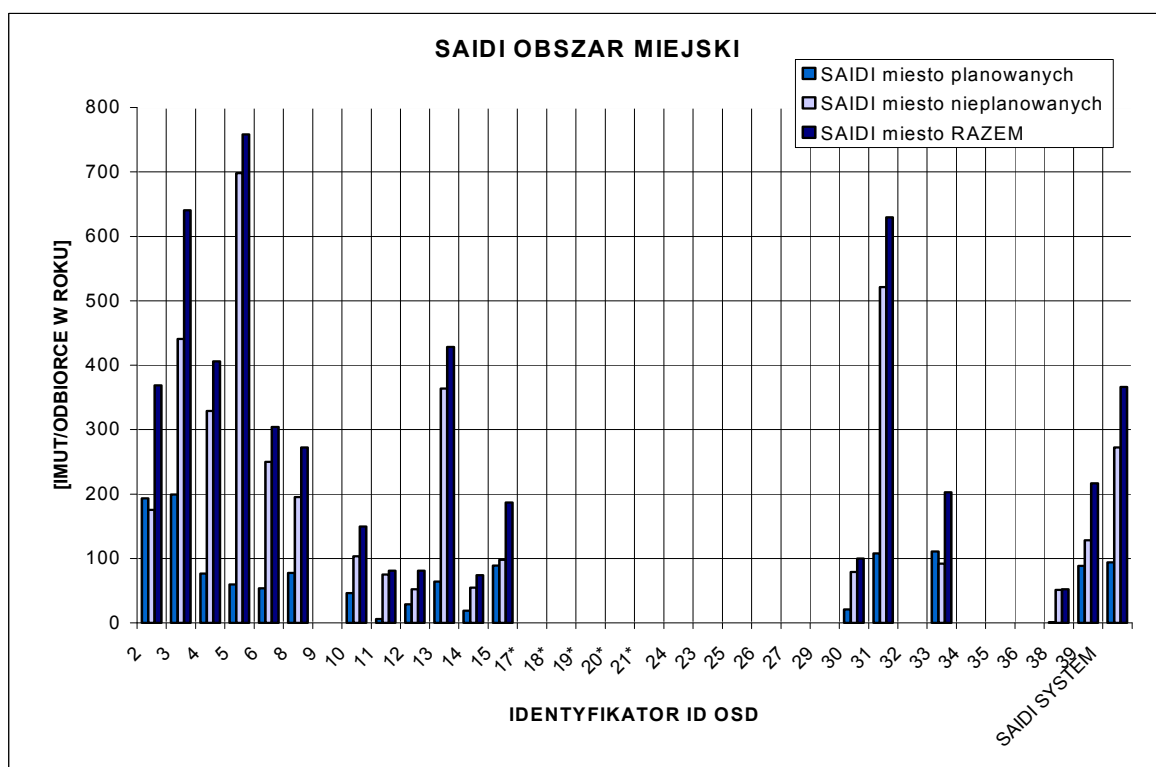
Rysunek 6.2-9 Udział przerw planowanych i nieplanowanych w wartości wskaźnika czasu trwania przerw długich w sieci nN według operatorów sieci dystrybucyjnej.



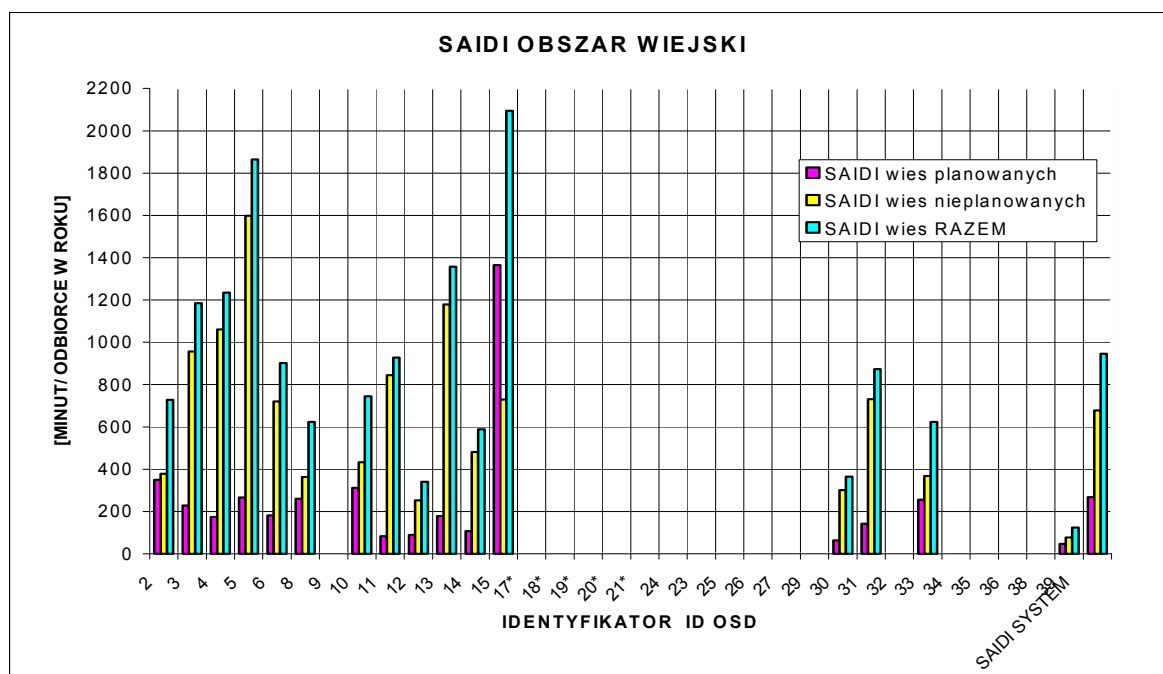
Rysunek 6.2-10 Wskaźnik częstości występowania przerw długich planowanych i nieplanowanych SAIFI w sieci SN według operatorów sieci dystrybucyjnej.



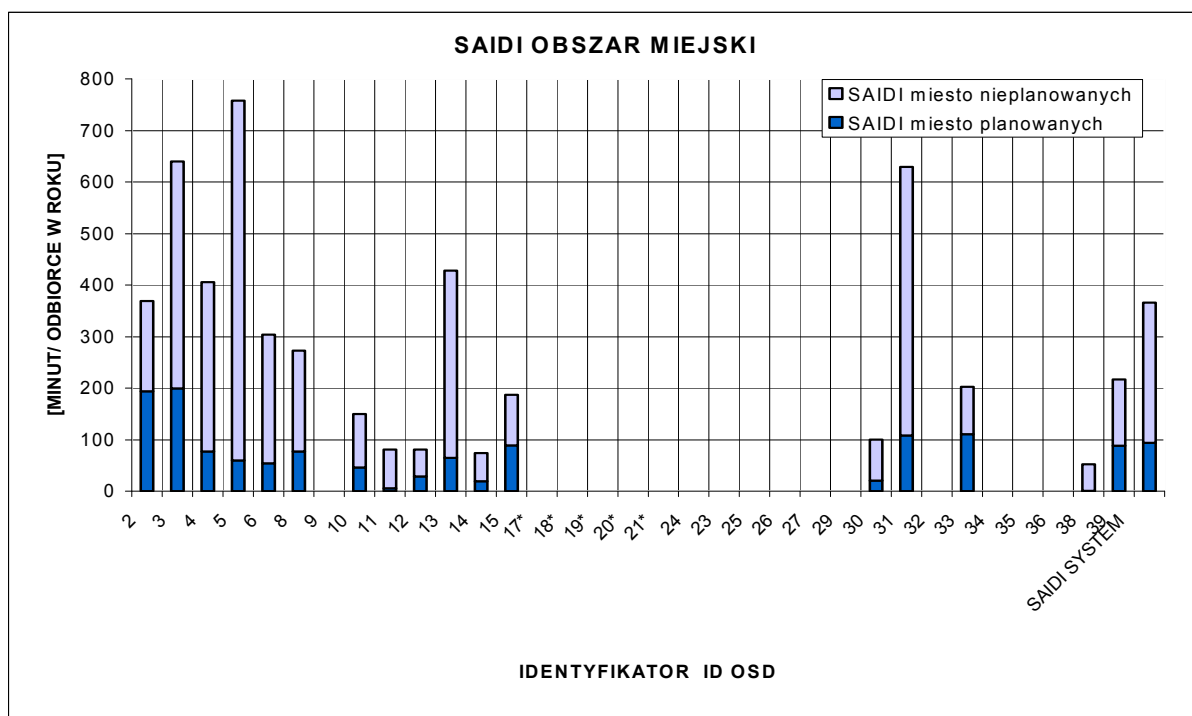
Rysunek 6.2-11 Wskaźnik częstości występowania przerw długich planowanych i nieplanowanych SAIFI w sieci nN według operatorów sieci dystrybucyjnej



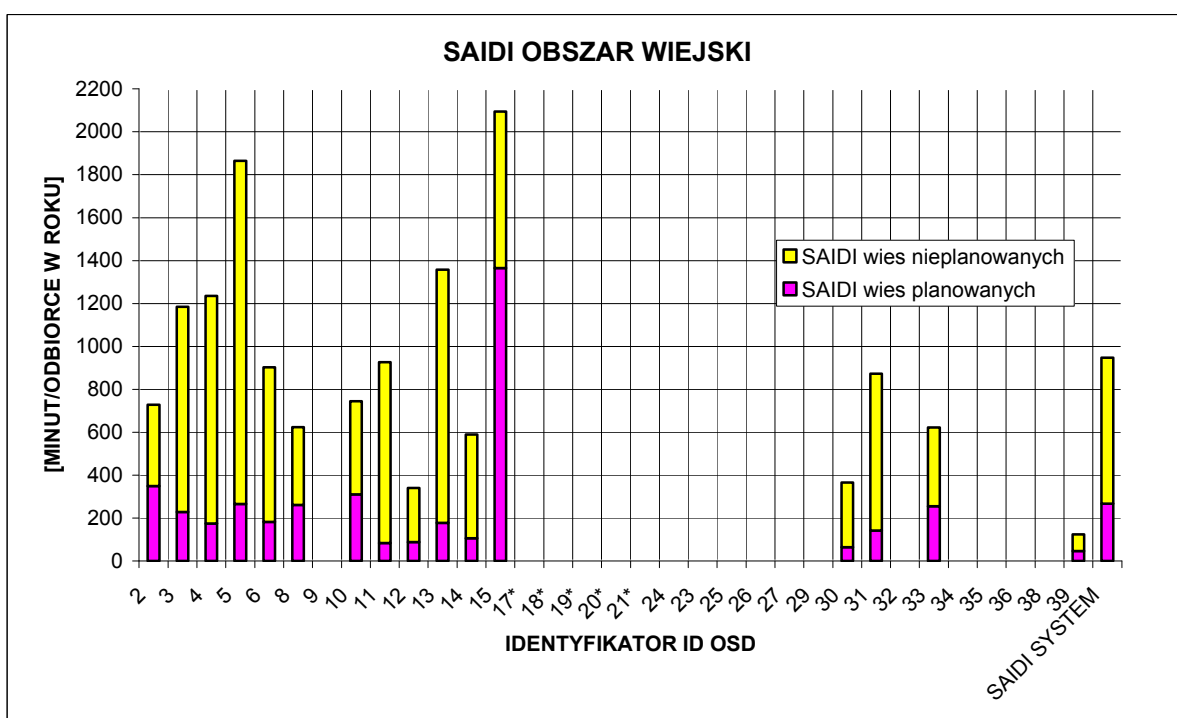
Rysunek 6.2-12 Wskaźnik czasu trwania przerw długich SAIDI planowanych i nieplanowanych w obszarze sieci miejskiej według operatorów sieci dystrybucyjnej



Rysunek 6.2-13 Wskaźnik czasu trwania przerw długich SAIDI planowanych i nieplanowanych w obszarze sieci wiejskiej według operatorów sieci dystrybucyjnej



Rysunek 6.2-14 Udział przerw planowanych i nieplanowanych w wartości wskaźnika czasu trwania przerw długich SAIDI w obszarze sieci miejskiej według operatorów sieci dystrybucyjnej



Rysunek 6.2-15 Udział przerw planowanych i nieplanowanych w wartości wskaźnika czasu trwania przerw długich SAIDI w obszarze sieci wiejskiej według operatorów sieci dystrybucyjnej



W tabeli 6.2-7 przedstawiono dedykowane a w tabeli 6.2-8 ogólne wskaźniki ciągłości dostaw sieci przesyłowej z uwzględnieniem poziomów napięcia dla odbiorców końcowych i wszystkich użytkowników sieci. Z sieci przesyłowej korzysta 5 odbiorców końcowych i 104 łącznie wszystkich użytkowników. Sieć przesyłowa obejmuje łącznie 12987 km linii WN i wyższych napięć. Zgodnie z oczekiwaniem częstość awaryjnych przerw w dostawie energii do odbiorcy na tym poziomie napięcia występuje przeciętnie raz na blisko pięć lat ale za to przerwa trwa zdecydowanie dłużej niż na innych poziomach napięcia sięgając blisko 14 godzin dla odbiorcy końcowego i blisko 8 dni dla wszystkich użytkowników sieci. Tak duże wartości ogólnych wskaźników ciągłości dla sieci przesyłowej wynikają ze specyfiki tej sieci i są praktycznie nieporównywalne ze wskaźnikami sieci o innym charakterze. Wskaźniki dedykowane sieci przesyłowej przedstawione w tabeli 6.2-7 lepiej oddają charaktery ciągłości zasilania tej sieci i mogą być bezpośrednio porównywane z analogicznymi wskaźnikami innych sieci transmisyjnych. Ocenę ciągłości dostaw energii w krajowej sieci przesyłowej nieco utrudnia fakt niepodania w ankiecie przez operatora wielkości dystrybuowanej energii w roku 2008.

Tabela 6.2-7 Wskaźniki ciągłości dostaw dedykowane sieci przesyłowej						
Wskaźnik dedykowany dla sieci przesyłowej	wartość wskaźnika dla wszystkich obszarów i poziomów napięć		wartość wskaźnika dla odbiorców zasilanych z sieci o napięciu:			
			Un=400kV		Un=220kV	
	planowanych	nieplanowanych	planowanych	nieplanowanych	planowanych	nieplanowanych
dla wszystkich użytkowników systemu przesyłowego (operatorów systemów dystrybucyjnych i odbiorców końcowych)						
AIT -wszystkich przerw [minut/rok]	2753,17	2 127,67	3 562,38	4 429,95	2 459,56	1 292,32
AIT -bez przerw katastrofalnych [minut/rok]	316,01	16,68	235,41	42,84	345,25	7,18
ENS -wszystkich przerw [MWh/rok]	431449,93	333427,78	148 629,07	184 825,71	282 820,87	148 602,07





ENS -bez przerw katastrofalnych[MWh/rok]	49521,77	2613,58	9 821,72	1 787,50	39 700,06	826,08
<b>tylko dla odbiorców końcowych przyłączonych do systemu przesyłowego</b>						
AIT -wszystkich przerw [minut/rok]	475,38	103,97			475,38	103,97
AIT -bez przerw katastrofalnych [minut/rok]	475,38	103,97			475,38	103,97
ENS -wszystkich przerw [MWh/rok]	1953,61	427,29			1953,61	427,29
ENS -bez przerw katastrofalnych[MWh/rok]	1953,61	427,29			1953,61	427,29

Tabela 6.2-8 Ogólne wskaźniki ciągłości dostaw energii systemu przesyłowego						
Wskaźnik ogólny przerw dla wszystkich 104 użytkowników systemu przesyłowego	wartość wskaźnika dla wszystkich obszarów i poziomów napięć		wartość wskaźnika dla odbiorców zasilanych z sieci o napięciu:			
	planowanych	nieplanowanych	Un=400kV		Un=220kV	
			planowanych	nieplanowanych	planowanych	nieplanowanych
dla wszystkich użytkowników systemu przesyłowego ( operatorów systemów dystrybucyjnych i odbiorców końcowych)						
SAIDI (3'<t) - wszystkich przerw długich (minut/odbiorcę w roku)	3838,89 (63,98h)	2672,86 (44,55h)	5226,65 (87,11h)	6736,95 (112,28h)	3508,48 (58,47h)	1705,21 (28,42h)
SAIFI (3'<t) - wszystkich przerw długich (liczba/odbiorcę w roku)	1,41	0,21	1,45	0,45	1,40	0,15
CAIDI (3'<t) - wszystkich przerw długich (minut/zdarzenie odczuwane przez odbiorcę w roku)	2722,62 (45,38h)	12727,90 (212,13h)	4604,59 (60,08h)	14971,00 (249,52h)	2506,06 (41,77h)	11368,07 (189,47h)
SAIDI (3'<t≤12h) - długie przerwy (minut/odbiorcę w roku)	360,72 (6,01h)	17,39 (0,29h)	159,75 (2,66h)	48,05 (0,8h)	408,57 (6,81h)	10,10 (0,17h)
SAIFI (3'<t≤12h) - długie przerwy (liczba/odbiorcę w roku)	0,90	0,12	0,45	0,30	1,01	0,08
CAIDI (3'<t≤12h) - przerw długich (minut/zdarzenie odczuwane przez odbiorcę w roku)	400,80 (0,9h)	144,92 (2,42h)	355,00 (5,92h)	160,17 (2,67h)	404,52 (6,74h)	126,25 (2,1h)



SAIDI (12<t≤24h) - bardzo długie przerwy (minut/odbiorę w roku)	83,91 (1,4h)	7,88 (0,13h)	119,20 (1,999h)	brak	75,51 (1,26h)	9,75 (9,75h)
SAIFI (12<t≤24h) - bardzo długie przerwy (minut/odbiorę/rok)	0,11	0,01	0,15	brak	0,10	0,01
CAIDI (12<t≤24h) - bardzo długie przerwy (minut/zdarzenie odczuwane przez odbiorcę w roku)	762,82 (12,71h)	788,00 (13,13h)	794,67 (13,24h)	brak	755,10 (12,59h)	975,00 (16,25h)
SAIDI (24h<t) - katastrofalne przerwy (minut/odbiorę w roku)	3394,26 (56,57h)	2647,59 (44,13h)	4947,70 (82,46h)	6688,90 (111,48h)	3024,39 (50,41h)	1685,37 (28,09h)
SAIFI (24h<t) - katastrofalne przerwy (minut/odbiorę w roku)	0,40	0,08	0,85	0,15	0,30	0,06
CAIDI (24h<t) - katastrofalne przerwy / (minut/zdarzenie odczuwane przez odbiorcę w roku)	8 485,65 (141,43h)	33 094,88 (22,98h)	4820,82 (4,04h)	44 592,67 (30,97h)	10 081,30 (7,0h)	28 089,50 (19,51h)
MAIFI (1''<t≤3') - krótkie przerwy	brak	0,01	brak	0,01	brak	brak

**Tabela 6.2-9 Ogólne wskaźniki ciągłości dostaw energii systemu przesyłowego dla odbiorców końcowych zasilanych z sieci przesyłowej o napięciu**

Wskaźnik ogólny przerw dla 5 odbiorców końcowych systemu przesyłowego	Un=220kV	
	planowanych	nieplanowanych
SAIDI (3'<t) - wszystkich przerw długich (minut/odbiorę w roku)	651,60 (10,86h)	162,80 (2,71h)
SAIFI (3'<t) - wszystkich przerw długich (liczba/odbiorcę w roku)	1,60	0,20
CAIDI (3'<t) - wszystkich przerw długich (minut/zdarzenie odczuwane przez odbiorcę w roku)	407,25 (6,79h)	814,00 (13,575h)
SAIDI (3'<t≤12h) - długie przerwy (minut/odbiorę w roku)	651,60 (10,86h)	brak
SAIFI (3'<t≤12h) - długie przerwy (liczba/odbiorcę w roku)	1,60	brak
CAIDI (3'<t≤12h) - przerw długich (minut/zdarzenie odczuwane przez odbiorcę w roku)	407,25 (6,79h)	brak
SAIDI (12<t≤24h) - bardzo długie przerwy (minut/odbiorę w roku)	brak	162,80 (2,71h)
SAIFI (12<t≤24h) - bardzo długie przerwy (minut/odbiorcę/rok)	brak	0,20
CAIDI (12<t≤24h) - bardzo długie przerwy (minut/zdarzenie odczuwane przez odbiorcę w roku)	brak	814,00 (13,575h)
SAIDI; SAIFI; CAIFI (24h<t) - katastrofalnych przerw	brak	brak
MAIFI (1''<t≤3') - krótkie przerwy	brak	brak
Zanotowano wśród odbiorców końcowych 8 planowanych przerw i 1 nieplanowaną		



### 6.3 Jakość napięcia

Podstawą pytań postawionych w tej części były raporty opracowane przez Grupę Roboczą ds. Jakości Dostawy Energii, powołaną przez Radę Europejskich Regulatorów Energetyki oraz własne propozycje autorów niniejszego opracowania. Pytania miały dwojaki charakter. Część z nich wymagała od ankietowanych podania konkretnych danych liczbowych i faktów, pozostałe wymagały wyrażenia opinii na podstawie posiadanej wiedzy i doświadczenia zawodowego.

W poszczególnych tabelach podsumowujących wyniki ankiety nie ujawniono pytań dotyczących najwyższego poziomu napięcia (NN). Uznano, że prezentacja tych danych pozbawiłaby anonimowości operatora systemu przesyłowego.

Do zbioru ankietowanych jednostek włączono prócz oddziałów także ankiety dwóch central (pozostałe nie udzieliły odpowiedzi). Uznano, że opinie wyrażone na tym poziomie struktury organizacyjnej operatorów mają istotne znaczenie w przyszłych procesach decyzyjnych oraz są interesujące z punktu widzenia ich porównania z opiniami wyrażonymi przez przedstawicieli oddziałów.

Pytania zostały podzielone na osiem grup tematycznych, z których każda dotyczyła innego aspektu szerokiego zagadnienia jakim jest jakość napięcia. W ich omówieniu ograniczono się jedynie do możliwie wiernej prezentacji wyników i wyrażonych w ankietach opinii. Do niezbędnego minimum ograniczono komentarze własne autorów raportu.

#### 6.3.1 Stan wiedzy

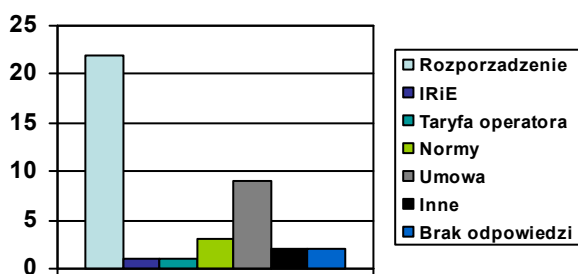
W tej części pytaniem o zasadniczym znaczeniu był sposób rozumienia przez ankietowanych pojęcia „zła jakość zasilania” (P10<sup>24</sup>). Za podstawowe kryterium dobrej jakości uznano spełnienie wymagań Rozporządzenia Systemowego [27] (Wykres 6.3-1). Wysoką rangę przepisano także umowie na dostawę energii elektrycznej. Wymieniono dodatkowo IRiES, normy (PN EN 50 160, PN EN 61400-21 itd.), taryfę operatora, a także bliżej nieokreślony zbiór granicznych wartości wskaźników jakości i nieprawidłową pracę

---

<sup>24</sup> P10: Jak w Pani/Pana firmie definiowana jest „zła jakość zasilania”? W trzech przypadkach nie udzielono odpowiedzi.

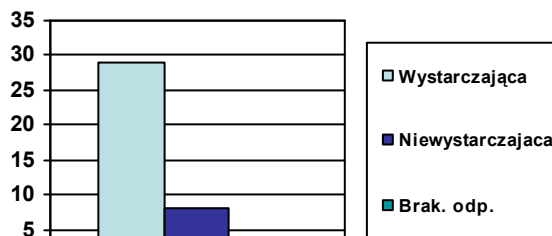
odbiorców. W dwóch przypadkach stwierdzono brak formalnej definicji tego pojęcia, w jednym wynikający z braku takiej potrzeby.

**P10 - Podstawa definiowania pojęcia "zła jakość zasilania"**



Wykres 6.3-1

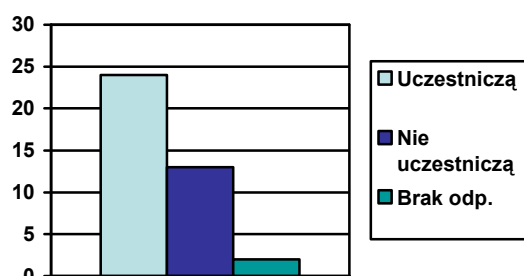
**P1-Wiedza na temat jakości zasilania**



Wykres 6.3-2

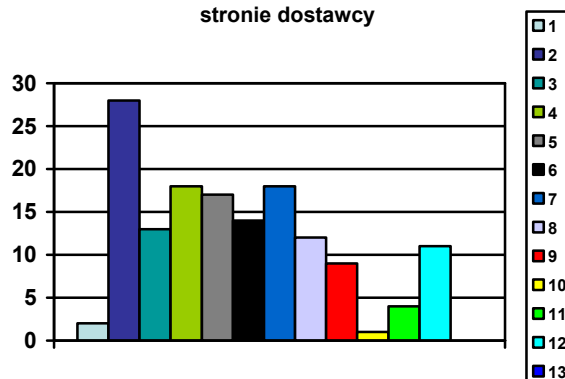
Wiedza na temat jakości zasilania jest zdaniem ogromnej większości (29 operatorów) wystarczająca – w rozumieniu wiedzy teoretycznej przedmiotu, nie wiedzy na temat stanu jakości w systemie elektroenergetycznym (P1, Wykres 6.3-2). Odrębny pogląd wyrażono w ośmiu ankietach. W trzynastu przypadkach stwierdzono, że wiedza ta nie jest aktualizowana poprzez uczestnictwo w szkoleniach (P2, Wykres 6.3-3). Wyrażono także pogląd, że zbyt mała liczba pracowników podnosi w ten sposób swoje kwalifikacje, brak także organizacji szkoleń wewnętrznych w oddziałach.

**P2-Udział pracowników w szkoleniach**



Wykres 6.3-3

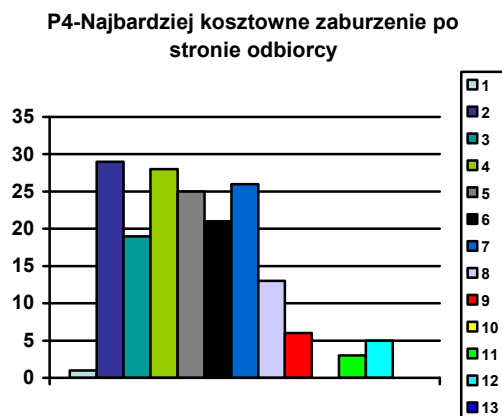
**P3-Najbardziej kosztowne zaburzenie po stronie dostawcy**



Wykres 6.3-4



1	Zmiany częstotliwości	5	Zapady napięcia
2	Niewłaściwa wartość napięcia	6	Wzrosty napięcia
3	Szybkie zmiany napięcia	7	Krótkie przerwy w zasilaniu
4	Wahania napięcia	8	Asymetria napięcia
9	Harmoniczne napięcia		
10	Interharmoniczne napięcia		
11	Przepięcia dorywcze o częstotliwości sieciowej między przewodami pod napięciem a ziemią		
12	Przepięcia przejściowe między przewodami pod napięciem a ziemią		
13	Sygnały napięciowe do transmisji informacji nałożone na napięcie zasilające		



Wykres 6.3-5

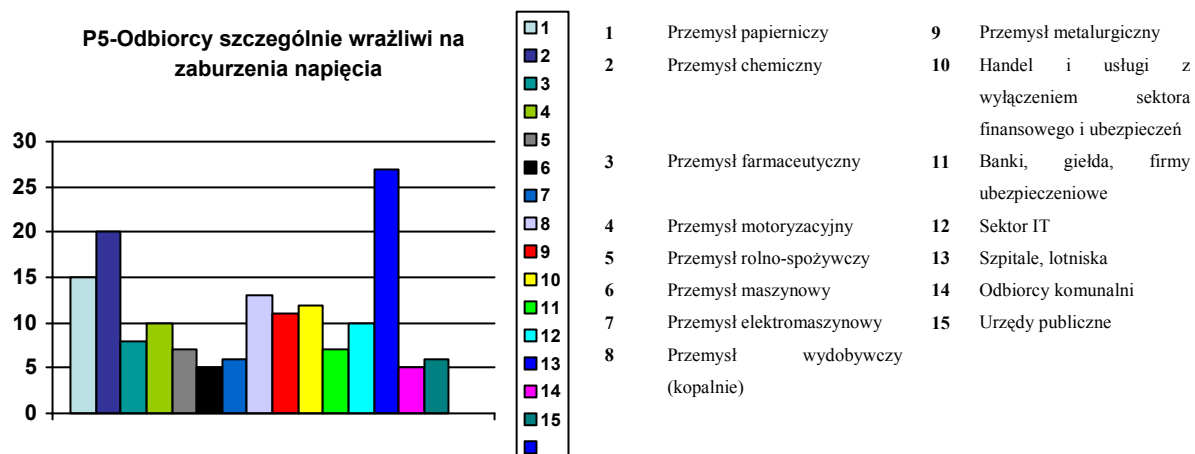
### 6.3.2 Znaczenie problemu

Za zaburzenie elektromagnetyczne stanowiące po stronie dostawcy energii elektrycznej największy problem, ze względu na powodowane u niego straty finansowe i/lub trudności techniczne związane z ich eliminacją, uznano niewłaściwą wartość napięcia (P3, 28 wskazań) – Wykres 6.3-4. Na kolejnych miejscach w tym rankingu znalazły się: wahania napięcia i krótkie przerwy w zasilaniu (w rozumieniu normy PN EN 50 160) – 18 wskazań oraz zapady napięcia – 17 wskazań.

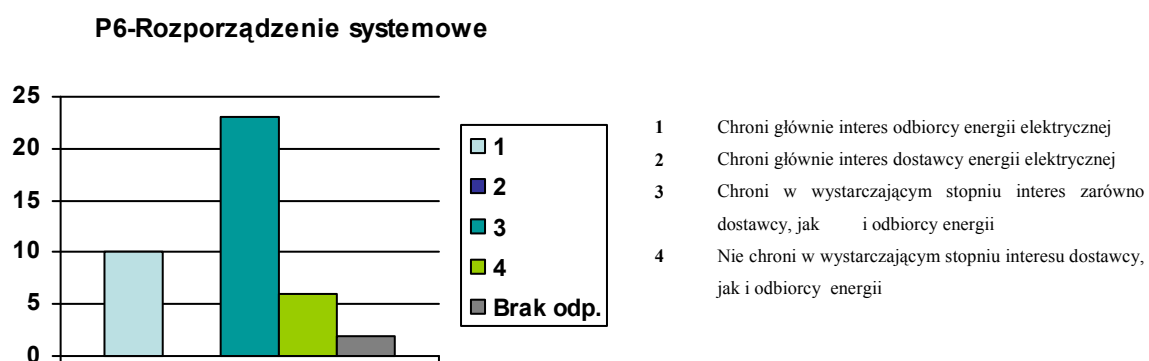
Podsumowanie odpowiedzi na analogiczne pytanie, lecz w odniesieniu do odbiorców (P4) przedstawiono na Wykresie 6.3-5. Podobnie jak w poprzednim pytaniu dominują: wartość napięcia (29 wskazań), wahania napięcia (28 wskazań) oraz zapady (25) i krótkie przerwy w zasilaniu (26). Zdaniem jednego z operatorów (operator 35) w tym ostatnim przypadku chodzi głównie o mikroprzerwy. Podstawę udzielenia odpowiedzi na to pytanie stanowiły w zasadniczym stopniu reklamacje klientów.

Zaburzenia w największym stopniu oddziałują na szpitale i lotniska (27 wskazań) oraz odbiorców w przypadku których realizowane procesy technologiczne mają charakter ciągły: w sektorze chemicznym (20 wskazań) i papierniczym (15 wskazań) - P5, Wykres 6.3-6. Jak podkreślił jeden z ankietowanych wskazania niekoniecznie wiązano z kategorią odbiorów występujących na terenie działania operatora – był to raczej rezultat doświadczenia i wiedzy wypełniającego ankietę (operator 9). W jednej z ankiet wyrażono opinię, że

wrażliwość odbiorcy na złe warunki zasilania jest zależna w pierwszej kolejności od wrażliwości urządzeń u niego zainstalowanych, a nie od wyróżnionych w pytaniu kategorii.



Wykres 6.3-6

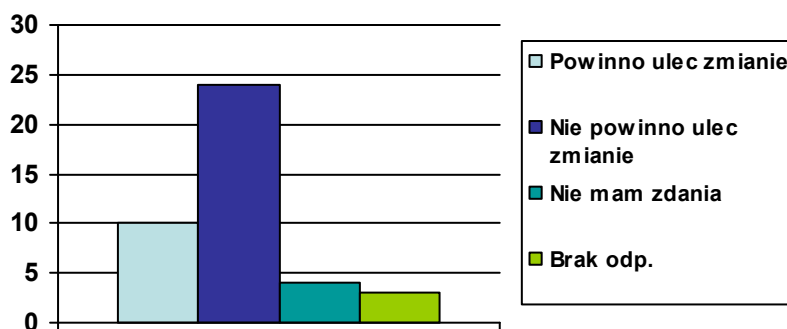


Wykres 6.3-7

Obowiązująca obecnie wersja Rozporządzenia Systemowego chroni (zdaniem przeważającej liczby operatorów - 23 głosów) w wystarczającym stopniu interes zarówno dostawcy jak i odbiorcy energii (P6, Wykres 6.3-7) i nie powinna ulec zmianie (P7, Wykres 6.3-8, 24 wskazania). Inną opinię wyrażono w 10 ankietach w których przeważał pogląd, że dokument ten reprezentuje głównie interes odbiorcy.

W P8 pytano o konieczność zmian w zakresie tych zaburzeń, które już istnieją w Rozporządzeniu Systemowym. W nielicznych odpowiedziach (29 ankiet bez wskazań) uznano wartości graniczne wskaźników wahań napięcia za wymagające zmiany w pierwszej kolejności (Wykres 6.3-9).

### P7-Rozporządzenie systemowe

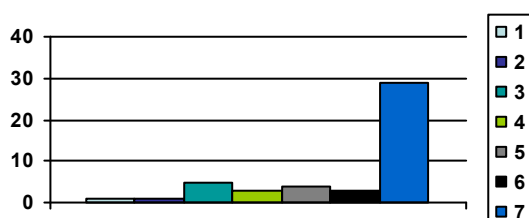


Wykres 6.3-8

Zdaniem jednego z operatorów istnieje sprzeczność pomiędzy pasmem częstotliwości harmonicznych rozważanych w Rozporządzeniu Systemowym (do harmonicznej 40 rzędu), a wiarygodnym pomiarem realizowanym za pomocą przekładników napięciowych (do harmonicznej 20 rzędu, wg opinii wypełniającego ankietę).

Wyrażono także pogląd, że zmianie (wydłużeniu) powinien ulec czas trwania przerw planowanych w ciągu roku tak, aby istniała możliwość wykonania prac modernizacyjnych, remontów kapitalnych itp. w sieciach napowietrznych SN i nN.

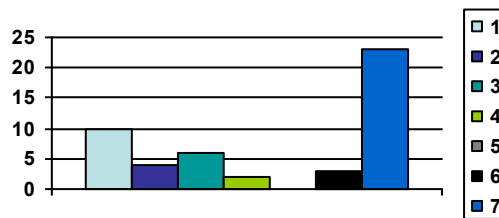
### P8-Proponowana zmiana w rozporządzeniu systemowym istniejących postanowień



- 1 Zmiany częstotliwości
- 2 Wartość napięcia
- 3 Wahanie napięcia
- 4 Długie przerwy w zasilaniu
- 5 Asymetria napięcia
- 6 Harmoniczne napięcia
- 7 Brak odpowiedzi

Wykres 6.3-9

### P9-Proponowana zmiana w rozporządzeniu systemowym-dodanie nowych postanowień



- 1 Zapady napięcia
- 2 Wzrosty napięcia
- 3 Przepięcia
- 4 Interharmoniczne
- 5 Sygnały napięciowe do transmisji informacji nałożone na napięcie zasilające
- 6 Krótkie przerwy w zasilaniu
- 7 Brak odpowiedzi

Wykres 6.3-10

Gdyby zmiana Rozporządzenia Systemowego [27] miała polegać na uwzględnieniu w jego postanowieniach dodatkowych nie występujących w nim obecnie zaburzeń (zgodnie z normą



PN-EN 50 160) wówczas operatorzy uznali, że w pierwszej kolejności powinny to być zapady napięcia (P9, Wykres 6.3-10). Pytania P8 i P9 wywołały dużą liczbę dodatkowych komentarzy, które praktycznie sprowadzają się do dwóch stwierdzeń:

- brak symetrii wymagań sformułowanych w rozporządzeniu. W obecnym kształcie określa ono gwarancje dotyczące wskaźników jakości energii elektrycznej dostarczanej przez przedsiębiorstwo sieciowe, a powinno dodatkowo określać graniczne wartości zaburzeń w prądzie odbiorców.
- żadne z zaburzeń wyszczególnionych w normie PN EN 50 160, a nie wymienionych w obecnym rozporządzeniu, nie powinny być włączone do jego postanowień jako dodatkowe gwarancje dla odbiorcy. Istniejący zbiór wskaźników jakości jest wystarczający i nie ma potrzeby jego rozszerzenia. Zawarte w rozporządzeniu parametry graniczne („w szczególności dotyczące szybkich zmian napięcia”<sup>25</sup>) są określone na tyle restrykcyjnie, że pomimo ich przekroczenia zasadniczo nie powodują strat u odbiorców, a tym samym roszczenia z tym związane są nieliczne.

Za miarę znaczenia zagadnień jakości dostawy energii elektrycznej w codziennej pracy operatora, można uznać istnienie w strukturze firmy wydzielonej organizacyjnie grupy pracowników zajmujących się zagadnieniami jakości zasilania (P19<sup>26</sup>, Wykres 6.3-11). Takie jednostki istnieją jedynie u pięciu operatorów. W pozostałych przypadkach (32 wskazania) jakością dostawy energii zajmują się pracownicy różnych działów (np. zarządzania siecią), zgodnie z zakresami zadań określonymi w regulaminach organizacyjnych oraz zgodnie z procedurami systemów zarządzania jakością. Nie ma wydzielonego zespołu pracowników, dla których zagadnienia jakości byłyby podstawowym i jedynym zadaniem. Większość spraw jest rozpatrywana i załatwiana na poziomie odpowiedniego Rejonu Dystrybucji. W przypadku, gdy wymagana jest rejestracja i analiza wybranych parametrów na które skarży się odbiorca, przeprowadzane są pomiary przez stosowny dział pomiaru, usług specjalistycznych itp. Na tej podstawie podejmowane są przez Rejon Dystrybucji dalsze kroki.

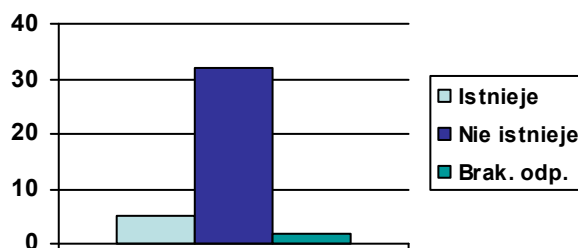
---

<sup>25</sup> Wbrew temu co podano w komentarzu do ankiety w rozporządzeniu nie określono wymagań dotyczących szybkich zmian napięcia.

<sup>26</sup> P19. Czy w strukturze organizacyjnej firmy funkcjonuje wydzielona grupa pracowników zajmująca się zagadnieniami jakości zasilania?



#### P19-Odrębna jednostka organizacyjna ds. jakości zasilania



Wykres 6.3-11

### 6.3.3 Badanie kosztów złej jakości dostawy energii elektrycznej

Grupa pytań P11-14<sup>27</sup> stanowiła próbę rozpoznania stanu świadomości w zakresie kosztów złej jakości dostawy energii elektrycznej występujących zarówno po stronie dostawcy jak i odbiorcy z uwzględnieniem różnych kategorii tych ostatnich oraz różnych rodzajów zaburzeń. Można stwierdzić, że w chwili obecnej operatorzy nie dysponują w tym zakresie wiedzą, co więcej nie podejmują żadnej próby w celu jej pozyskania.

### 6.3.4 Procedura przyłączania odbiorców

Ważnym aspektem utrzymania dobrej jakości zasilania jest procedura wydawania warunków technicznych przyłączenia nowych odbiorców, którzy mogą stanowić potencjalne źródło zaburzeń. Tym zagadnieniom poświęcono kilka kolejnych pytań. Pierwsze z nich (P15) dotyczyło dokumentów wykorzystywanych jako podstawa wydawania warunków technicznych przyłączenia, ze szczególnym uwzględnieniem dwóch norm: IEC 61000-3-6 i 61000-3-7. Tylko dwóch operatorów wskazało na stosowanie tych dokumentów, większość wykorzystuje wewnętrzne wytyczne opracowane przez operatora. W czterech przypadkach operatorzy nie stosują żadnego z wymienionych dokumentów (Wykres 6.3-12).

Operatorzy w równej liczbie wymagają i nie wymagają (18 wskazań) przeprowadzenia i przedstawienia raportu z pomiarów wskaźników jakości zasilania w planowanym miejscu

<sup>27</sup> P11: Czy z inicjatywy Pani/Pana firmy w latach 2005 – 2008 przeprowadzono badania kosztów złej jakości zasilania (po stronie dostawcy i/lub odbiorcy) – 36 odpowiedzi NIE.

P12: Koszty których z wymienionych zaburzeń były przedmiotem badania – brak odpowiedzi.

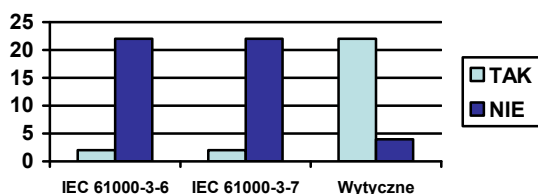
P13: Jakie średnie koszty złej jakości zasilania uzyskano w wyniku ostatniego badania dla poszczególnych kategorii odbiorców – brak odpowiedzi.

P14: Informacje dodatkowe do P13, krótka charakterystyka badania (data realizacji, metodologia) – brak odpowiedzi.



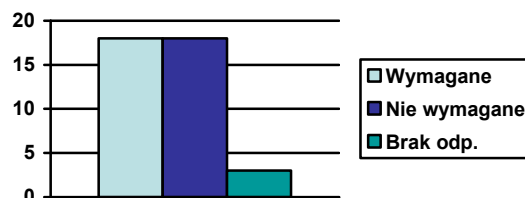
instalacji zaburzającego odbiornika przed wydaniem warunków technicznych jego przyłączenia (P16, Wykres 6.3-13).

**P15-Dokumenty wykorzystywane przy wydawaniu warunków technicznych przyłączenia**



Wykres 6.3-12

**P16-Pomiary przed przyłączeniem odbiorcy**



Wykres 6.3-13

Pomiary takie przeprowadzane są między innymi w następujących przypadkach:

- możliwości przekroczenia wymaganych parametrów energii w związku ze zwiększonym obciążeniem obwodów (graniczne wartości napięć i prądów),
- gdy z analizy technicznej wynika, że parametry jakościowe energii mogą być nie zachowane,
- zwiększania mocy przez podmioty grupy IV i V
- dużej mocy przyłączeniowej w odległej lokalizacji od stacji SN/nN
- zgłaszanych zaniżonych parametrach energii elektrycznej
- planowanych zmian konfiguracji sieci
- wniosków przyłączenia w sieciach nN o długich obwodach zasilających,
- w odniesieniu do wytwórców o mocy przyłączeniowej powyżej 2MW oraz odbiorców końcowych powyżej 5 MW zaliczanych do I i II grupy przyłączeniowej. Dla obydwu przypadków wykonywana jest ekspertyza wpływu przyłączanych urządzeń/instalacji na system elektroenergetyczny. Integralną częścią ekspertyzy jest analiza wpływu przyłączenia na parametry jakościowe,
- przyłączania nowych odbiorców, gdy istnieje uzasadnione podejrzenie, że przyłączenie obiektu spowoduje niedotrzymanie parametrów jakościowych energii dla przyłączanego obiektu lub innych odbiorców (np. w przypadku, gdy miejsce przyłączenia zlokalizowane jest na obszarze, gdzie występują zaniżone wskaźniki jakościowe,
- przyłączania elektrowni wiatrowych.

Gdy zachodzi podejrzenie, że nie będą dotrzymane parametry jakościowe energii elektrycznej zawarte w rozporządzeniu operator często wykonuje takie pomiary samodzielnie.



Zgodnie z pytaniem P17<sup>28</sup>, za wyjątkiem operatora 10 (osiem przypadków na poziomie SN, co stanowiło 10,81% wydanych warunków przyłączenia), nie odnotowano odmowy wydania warunków technicznych przyłączenia ze względu na przewidywaną nadmierną emisję zaburzeń elektromagnetycznych.

W latach 2006-2008 w nielicznych przypadkach nałożono na odbiorców restrykcje z tytułu nadmiernej emisji zaburzeń, głównie w postaci nakazu zastosowania urządzeń ograniczających tę emisję lub poprzez określenie czasu poprawy niekorzystnego stanu – P18, Tabela 6.3-1<sup>29</sup>. Brak odpowiedzi na to pytanie operatorzy często tłumaczyli niedostępnością danych, lub brakiem możliwości prawnych do zastosowanie takich sankcji.

Tabela 6.3-1: P18 - Liczba przypadków nałożenia restrykcji na odbiorcę z tytułu nadmiernej emisji zaburzeń elektromagnetycznych

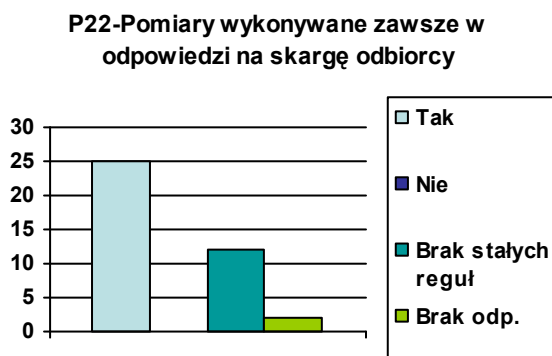
Kod operatora	nN (2006-2007-2008)		SN (2006-2007-2008)	
	Czas poprawy niekorzystnego stanu	Inne np. nakaz zastosowanie urządzeń ograniczających wprowadzanie zakłóceń	Czas poprawy niekorzystnego stanu	Inne np. nakaz zastosowanie urządzeń ograniczających wprowadzanie zakłóceń
1	0-1-0	1-7-6		
4	0-1-0	1-7-6		
13			0-0-2	
19	1-0-0			
20	0-0-1			
30				1 <sup>1)</sup> -0-0
34	2-3-3			
1) wymuszenie zmiany układu pracy odbiorcy				

### 6.3.5 Obecna praktyka

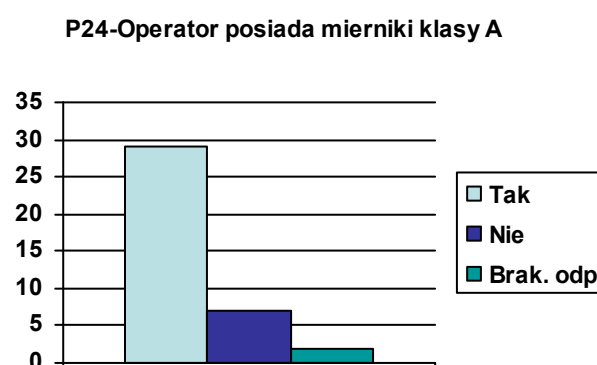
W P20 pytano o liczbę zgłoszonych skarg/reklamacji odbiorców energii na złe warunki zasilania (także wartość względną w odniesieniu do całkowitej ich liczby) – w latach 2006-2008 - w zależności od poziomu napięcia. Kilku operatorów nie prowadzi takich statystyk, dysponuje danymi tylko z podziałem na poszczególne lata. Część z nich nie podała procentowej wartości ograniczając się do przekazania bezwzględnej liczby skarg, w czterech przypadkach nie udzielono odpowiedzi.

<sup>28</sup> P17. W ilu przypadkach nie wydano warunków technicznych przyłączenia nowego odbiorcy/źródła energii ze względu na jego przewidywaną nadmierną emisję zaburzeń elektromagnetycznych – w zdecydowane większości przypadków wskazano jako odpowiedź „0”, w kilku przypadkach nie udzielono odpowiedzi.

Największa liczba skarg występuje na poziomie nN i waha się w przedziale od kilkudziesięciu do kilkuset (z jednym wyjątkiem, gdzie liczba skarg przekroczyła 30 000). W przypadku wielu operatorów udział tego rodzaju skarg w całkowitej ich liczbie jest znaczący (niekiedy dominujący).



Wykres 6.3-14



Wykres 6.3-15

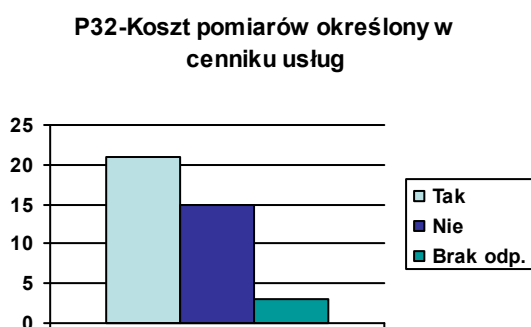
W części składanych reklamacji odbiorcy domagają się pomiarowej kontroli warunków dostawy energii elektrycznej. Ich liczba jest generalnie znacząco mniejsza od całkowitej liczby skarg na złe warunki zasilania (P21). Faktem jest, że operator nie zawsze wykonuje pomiary w odpowiedzi na skargi odbiorców (P22). Uzależnia swoją decyzję od wielu innych czynników (Wykres 6.3-14). Jeżeli wykonuje (w przypadku reklamacji tego wymagających) to czynni to z wykorzystaniem własnych pracowników (P23), choć nie zawsze dysponuje rejestratorami jakości napięcia klasy A. Tak jest w przypadku siedmiu operatorów (P24, Wykres 6.3-15). Większość operatorów dysponuje takimi miernikami, różna jest natomiast ich liczba.

Tylko w przypadku pięciu operatorów zlecano wykonanie bardzo nielicznych pomiarów jednostce zewnętrznej (P25<sup>30</sup>). Wykonawcami były spółki powiązane kapitałowo z operatorem lub jednostki naukowe uczelni technicznych wyposażone w odpowiedni sprzęt

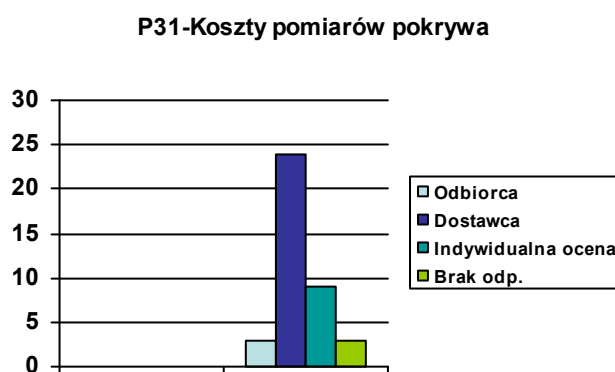
<sup>29</sup> P18. W ilu przypadkach nałożono restrykcje na odbiorcę z tytułu nadmiernej emisji zaburzeń elektromagnetycznych?

<sup>30</sup> P25. W ilu przypadkach Pani/Pana firma zleciła wykonanie takich pomiarów innej jednostce (firmie zewnętrznej)? – operator 11 (SN, dwa razy, 2007), operator 19 (nN, dwa razy 2006 i jeden 2007), operator 20 (SN, jeden raz w 2006 i 2007), operator 33 (w 2007 r. SN-5 i WN-3) oraz operator 39 (w 2008 trzy razy na nN i SN).

(P27-28<sup>31</sup>). Koszt pomiaru wskaźników jakości zasilania kształtuje się na stosunkowo niskim poziomie – średnio od kilkudziesięciu do kilkaset zł (P26) – w kilku przypadkach podkreślano jego zgodność z taryfą operatora jako koszt montażu i demontażu urządzeń kontrolno-pomiarowych. Intencją pytania było uzyskanie informacji o cenie co najmniej tygodniowego pomiaru (zgodnie z powszechnie przyjętymi regułami) wykonanego stosownym rejestratorem wraz z raportem i wnioskami końcowymi. Uzyskano odpowiedzi dotyczące bliżej nieokreślonego zakresu i czasu pomiaru. Tylko w przypadku trzech operatorów odpowiedzi wskazywały na zgodność intencji autorów ankiety z uzyskaną informacją (cena w przeliczeniu na punkt pomiarowy i co najmniej tydzień rejestracji) - wówczas kwota zawierała się w przedziale 2500-8193 zł (w kontekście pozostałych pytań można przypuszczać, że dotyczyło to głównie wykonawców zewnętrznych). Równocześnie 21 operatorów określa w cenniku usług świadczonych na rzecz odbiorcy koszt pomiaru wskaźników jakości zasilania (P32, Wykres 6.3-16).



Wykres 6.3-16



Wykres 6.3-17

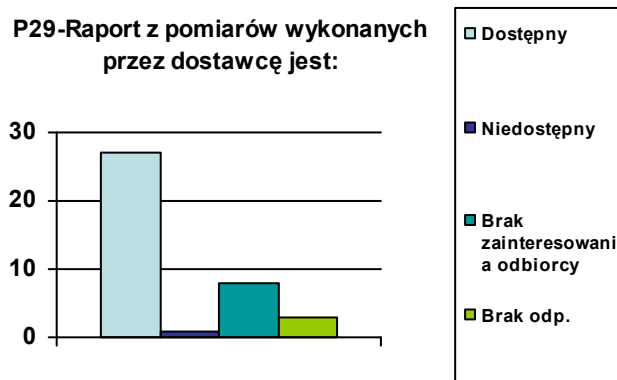
Koszty (także w przypadku gdy wyniki pomiarów przeprowadzonych w następstwie skargi odbiorcy potwierdzają poprawność warunków zasilania) pokrywa w 24 przypadkach dostawca energii (P31, Wykres 6.3-17). Tylko w przypadku trzech operatorów kosztami tymi obciążany jest odbiorca (nie podano liczby takich sytuacji), a w dziewięciu przypadkach zależy to od indywidualnej oceny sprawy.

Jeden z operatorów (35) zwraca uwagę na niejasność wymagań zapisanych w taryfie, które utrudniają obciążenie odbiorcy kosztami pomiarów: „w przypadku zgodności

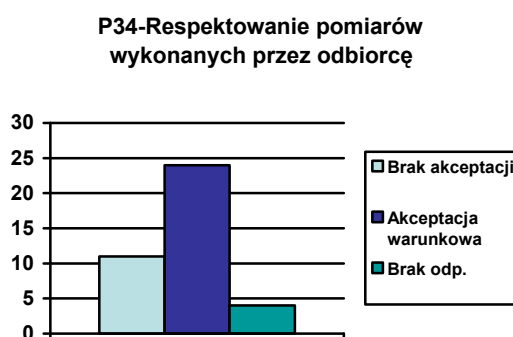
<sup>31</sup> P28. Jeżeli w pytaniu 27 wybrano kategorię „inny wykonawca” – proszę określić kompetencje (charakter działania) wykonawcy. Odpowiedzi udzielili operatorzy: 13, 18-20 oraz 37 i 38.

zmierzonych parametrów ze standardami określonymi w §38 ust. 1 i 3 koszty sprawdzenia i pomiarów ponosi odbiorca na zasadach określonych w odrębnej umowie zawartej pomiędzy odbiorcą i operatorem”.

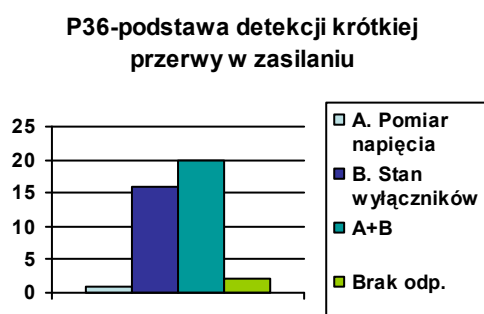
Wyniki pomiarów mogą być udostępniane odbiorcy na jego życzenie (deklaruje ten fakt 27 operatorów), jednak w dotychczasowej praktyce ośmiu operatorów nie spotkało się z taką prośbą (P29, Wykres 6.3-18). Odpowiadając na pytanie P30<sup>32</sup> tylko jeden operator (34) poinformował, że odbiorcom przekazywana była jedynie informacja na temat faktu dotrzymania lub niedotrzymania wskaźników jakości energii, bez szczegółowych wyników pomiarów.



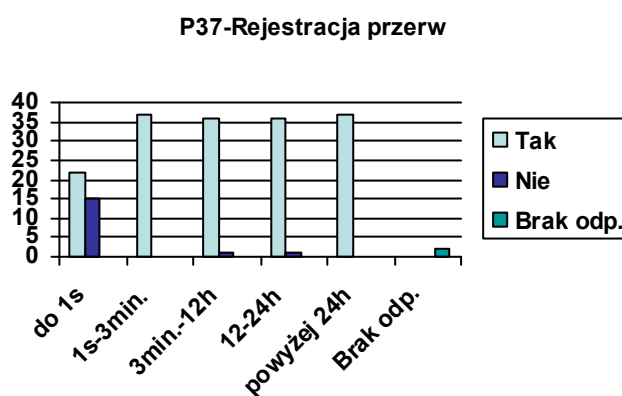
Wykres 6.3-18



Wykres 6.3-19



Wykres 6.3-20



Wykres 6.3-21

<sup>32</sup> P30. Proszę określić najczęstszą przyczynę odmowy udostępniania odbiorcy wyników pomiarów.



Odbiorcy dla udokumentowania swoich skarg na złe warunki zasilania przedstawiają niekiedy wyniki własnych pomiarów. Ich liczba została podana w odpowiedzi na pytanie P33, lecz kilku operatorów podkreśla, że przekazane w ankiecie dane są nieprecyzyjne wobec trudnego dostępu do tej informacji. Nie wszyscy operatorzy respektują wyniki takich pomiarów. Dwudziestu czterech nie traktuje ich jako ważne w procedurze rozstrzygania skargi (P34, brak akceptacji, Wykres 6.3-19). Pozostali (jedenastu) deklarują ich akceptację dopiero po ocenie wiarygodności (akceptacja warunkowa).

Tylko jeden z operatorów posiada informację o mierniku wskaźników jakości napięcia zainstalowanym u jednego z odbiorców (P35<sup>33</sup>).

Jednym z najbardziej kłopotliwych zaburzeń napięcia (w sensie kosztów negatywnych skutków) są krótkie przerwy w zasilaniu. Dlatego kilka pytań poświęcono temu zagadnieniu. Pierwsze z nich – P36, dotyczyło sposobu definiowania krótkiej przerwy w zasilaniu. Operatorzy mieli do wyboru trzy możliwości kwalifikowania zdarzenia jako krótkiej przerwy: (a) na podstawie pomiaru wartości skutecznej napięcia; (b) na podstawie galwanicznego rozłączenia obwodu czyli w oparciu o stany wyłączników i (c) stosując obydwie wymienione kryteria. Ostatnia z wyróżnionych możliwości została wskazana przez 20 operatorów, 16 kwalifikuje zaburzenie w oparciu o stany wyłączników, a tylko jeden na podstawie pomiaru napięcia (Wykres 6.3-20).

Spośród czterech kategorii przerw wyróżnionych w Rozporządzeniu Systemowym operatorzy zadeklarowali pomiar: mikroprzerw (< 1s) - w 22 przypadkach; przerw krótkich (1 s – 3 min) - 37, długich (3 min – 12 h) - 36, bardzo długich (12-24 h) - 36 i katastrofalnych (> 24 h) – w 37 przypadkach (P37, Wykres 6.3-21). Operatorzy 10, 14 i 15 rejestrują przerwy w przedziale 3 min – 24 h. Operator 31 gromadzi informacje dotyczące przerw z podziałem na przerwy krótkie (czas trwania krótszy niż 3 min) oraz długie i bardzo długie (czas trwania dłuższy niż 3 min). Operator 34 rejestruje przerwy dłuższe niż 1s bez możliwości rozbicia na określone w pytaniu przedziały czasowe.

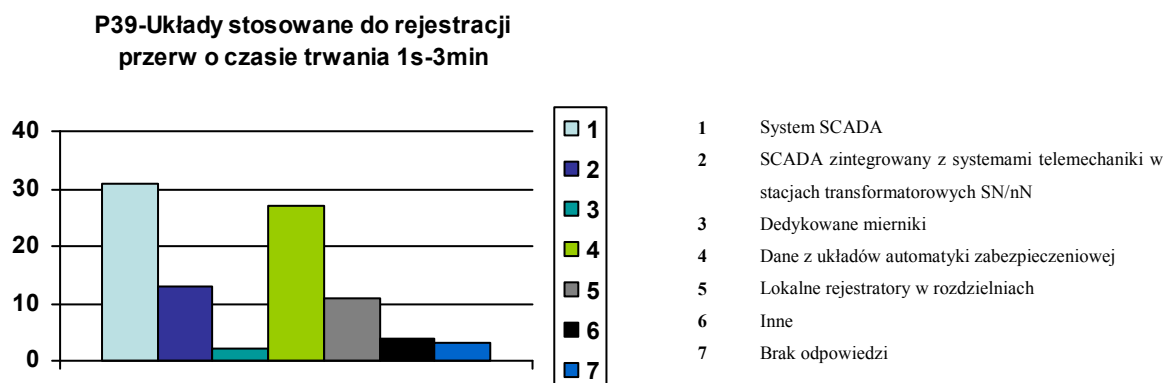
Ponieważ pomiar mikroprzerw jest technicznie trudny w pytaniu P38<sup>34</sup> zapytano o sposób ich rejestracji. W większości uzyskanych odpowiedzi (23) wskazano na system SCADA, układy automatyki zabezpieczeniowej, liczniki działań SPZ oraz rejestratory zakłóceń w urządzeniach zabezpieczających. Wiele z podanych narzędzi nie posiada

---

<sup>33</sup> P35. Ilu odbiorców na obszarze działania Pani/Pana firmy posiada własne przyrządy do pomiaru wartości parametrów jakości zasilania lub własne systemy ciągłego monitorowania?

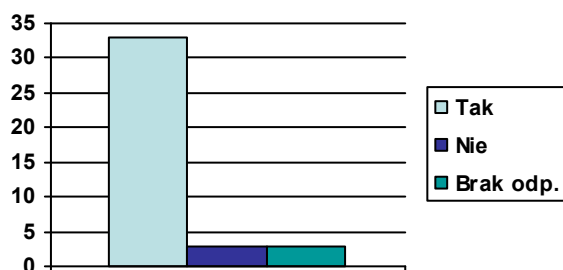
technicznych możliwości rejestracji czasów mikroprzerw i przerw krótkich, a tym bardziej ich klasyfikacji w oparciu o wartość napięcia, co deklarowano w poprzednich odpowiedziach.

Sposoby technicznej detekcji przerw o czasie trwania 1s - 3 min wskazano w odpowiedzi na pytanie P39, a wyniki przedstawiono na Wykresie 6.3-22. Kategoria „inne” obejmuje liczniki elektroniczne z funkcją rejestracji przerw.



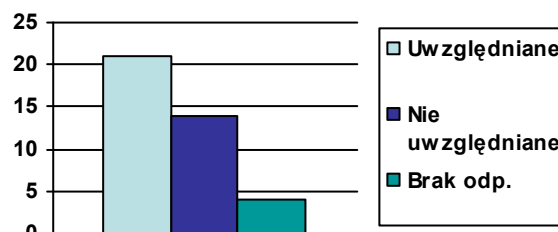
Wykres 6.3-22

**P40 - Rejestracja przerw za pomocą EAZ**



Wykres 6.3-23

**P41- Przerwy zarejestrowane przez EAZ w ocenie ciągłości zasilania**



Wykres 6.3-24

Nie wszyscy operatorzy rejestrują w systemie informatycznym przerwy wynikające z działania EAZ (P40), jednak czyni tak ogromna większość (Wykres 6.3-23). Przeważająca liczba operatorów (21) deklaruje uwzględnienie przerw wynikających z działania EAZ przy ocenie ciągłości zasilania (P41, Wykres 6.3-24). Brak w uwagach informacji w jaki sposób jest to wykonywane dla przerw krótszych niż 1s.

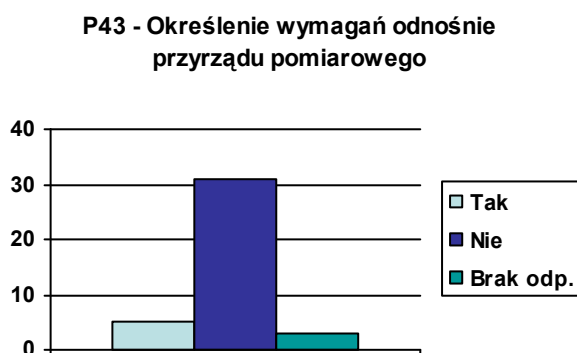
<sup>34</sup> P38. Jeżeli rejestrowane są przerwy o czasie trwania krótszym niż 1s, jaki rodzaj układów pomiarowych jest stosowany do tego celu?



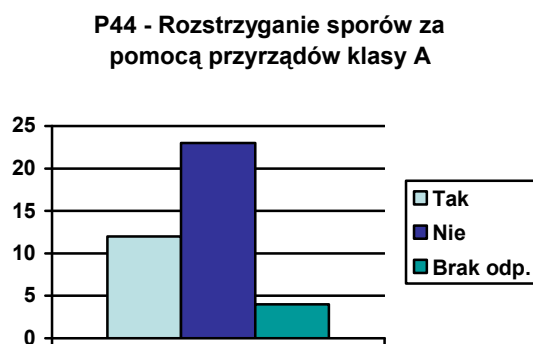
W odpowiedzi na pytanie P42 operatorzy podali liczbę przełążeń SPZ i SZR z podziałem na lata, poziomy napięcie oraz rodzaje sieci. Niektórzy z operatorów nie prowadzą takich statystyk (np. operator 33) lub nie wyróżniają w tych statystykach kategorii sieci mieszanych (np. operator 30).

### 6.3.6 Wymagania dotyczące przyrządów pomiarowych

Jedynie w pięciu przypadkach potwierdzono istnienie stosownego dokumentu określającego wymagania co do rodzaju przyrządów pomiarowych, za pomocą których powinny być wykonywane pomiary wskaźników jakości zasilania (P43, Wykres 6.3-25). Dwunastu operatorów wymaga, aby pomiary stanowiące podstawę rozstrzygnięcia słuszności skargi odbiorcy na złe warunki zasilania, realizowane były za pomocą przyrządów klasy A (zgodnie z normą PN EN 61000-4-30) – P44, Wykres 6.3-26.



Wykres 6.3-25



Wykres 6.3-26

Pytanie P45<sup>35</sup> dotyczyło przekładników prądowych i napięciowych stosowanych podczas pomiarów. Tylko trzech operatorów (7, 29, 38) określiło w tym zakresie swoje wymagania.

W kolejnym pytaniu (P46) próbowano określić w ilu przypadkach skargi odbiorców na złą jakość zasilania zostały potwierdzone pomiarami (w liczbach bezwzględnych oraz w odniesieniu do całkowitej liczby wykonanych pomiarów) w rozbiciu na poszczególne lata (2005-2006-2007) i poziomy napięcia. Jedenastu operatorów nie udzieliło odpowiedzi na to pytanie. W przypadku jednego operatora w podanych latach nie było żadnych tego typu skarg. Sześć odpowiedzi sformułowano bez rozróżnienia poziomów napięć – uzyskano

<sup>35</sup> P45. Czy Pani/Pana firma określiła w formie stosownego dokumentu wymagania co do rodzaju przekładników pomiarowych stosowanych podczas badań jakości zasilania?



sumaryczne dane dla podanych lat. Widać wyraźnie, że skargi dotyczyły głównie niskiego napięcia i w znaczącej liczbie przypadków ich zasadność została potwierdzona pomiarami.

Pytanie P47 dotyczyło liczby skarg odbiorców na złą jakość zasilania, które zostały rozstrzygnięte na korzyść odbiorcy. Tym razem, ze względu na brak danych, dziesięciu operatorów nie udzieliło odpowiedzi (plus jeden, który nie miał skarg na złe warunki zasilania). Podobnie jak w pytaniu poprzednim sześć odpowiedzi wskazuje na brak rozróżnienia w rozbiciu na poziomy napięcia – uzyskano summaryczne dane dla podanych lat. Dominują skargi na poziomie nN, które w bardzo znaczącym procencie całkowitej liczby skarg na złą jakość zasilania zostały rozstrzygnięte na korzyść odbiorcy. Skargi na poziomie SN są nieliczne, a na poziomie WN praktycznie nie występują.

Sprawy sporne pomiędzy dostawcą i odbiorcą energii elektrycznej są rozstrzygane w przeważającej liczbie przypadków w bezpośrednim kontakcie pomiędzy partnerami i dotyczą niemal wyłącznie nN (P48). W pojedynczych przypadkach (7 operatorów) rozstrzygnięcia zapadały na poziomie URE lub w sądzie. Charakterystyczne jest, że liczba spraw spornych u operatorów utrzymuje się w poszczególnych latach na zbliżonym poziomie. Jeden z operatorów wyraził opinię, że w procedurze załatwienia spraw spornych niekiedy brak działania sprzężenia zwrotnego, brak procesu „uczenia się na błędach”. Operator po udzieleniu odpowiedzi na skargę i przedstawieniu technicznej opinii w rozstrzyganej sprawie nie zawsze zna jej finał w postaci ostatecznego werdyktu URE lub sądu.

Odpowiedzi na pytanie P49<sup>36</sup> wskazują, że przeważająca liczba operatorów nie prowadzi statystyki wyróżniającej liczbę skarg na złe warunki zasilania w zależności od sektora działalności odbiorców. Ci z operatorów którzy udzielili odpowiedzi na to pytanie wyraźnie wskazują, że na poziomie nN skargi dotyczą głównie odbiorców komunalnych, w następnej kolejności sektora handlu i usług, przemysłu rolno-spożywczego oraz urzędów publicznych, na poziomie SN szeroko rozumianego przemysłu.

Pytanie P50 dotyczyło rodzajów zaburzeń, które były powodem skarg odbiorców na złe warunki zasilania (w liczbach bezwzględnych oraz w odniesieniu do całkowitej liczby skarg odbiorców na złe warunki zasilania) w rozbiciu na poszczególne lata (2005-2006-2007). Na poziomie nN zdecydowanie dominuje niewłaściwa wartość napięcia. Kolejne wskazania to wahania napięcia i szybkie zmiany napięcia. Duża liczba wskazań dotyczących drugiego z wymienionych zaburzeń oraz zawarte w ankiecie komentarze mogą jednakże wskazywać na

---

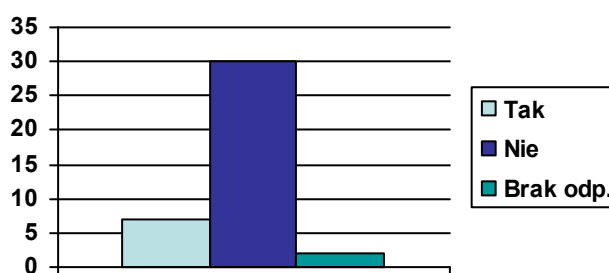
<sup>36</sup> P49. Ile było skarg/reklamacji na złe warunki zasilania w zależności od sektora działalności?



niewłaściwe rozumienie tego zjawiska niezgodne z normą EN 50160 - błędne utożsamianie szybkich zmian napięcia z wahaniami. Wśród wskazań stosunkowo licznie pojawiają się także zapady i krótkie przerwy w zasilaniu oraz wzrosty i przebiecia. W bardzo znaczącej liczbie przypadków operatorzy nie prowadzą analizy statystycznej z podziałem na rodzaj zaburzeń, które były powodem skarg odbiorców na złe warunki zasilania.

Tylko siedmiu operatorów doświadczyło w swojej praktyce problemy złej jakości napięcia spowodowane przez rozproszone źródła energii (pytanie 51, Wykres 6.3-27). W dwóch przypadkach były to elektrownie wiatrowe, w jednym - turbiny gazowo/spalinowe, w czterech pozostałych - małe elektrownie wodne (P52<sup>37</sup>).

**P51 - Rozproszone źródła energii jako przyczyna złej jakości napięcia**



Wykres 6.3-27

Kolejne pytanie P53, dotyczyło kwot odszkodowania (w zł) wypłaconych odbiorcom z tytułu niedotrzymania standardów jakościowych zasilania. Autorzy ankiety pytali o kwotę łączną oraz maksymalną i minimalną wypłaconą pojedynczemu odbiorcy w zależności od rodzaju zaburzenia w rozbiciu na poszczególne lata i poziomy napięcia. Dwudziestu dwóch operatorów nie udzieliło odpowiedzi na to pytanie.

W sześciu przypadkach podano kwotę łączną dla danego roku bez rozróżnienia poszczególnych zaburzeń. Traktowane były łącznie jako odszkodowania z tytułu niedotrzymania standardów jakościowych.

Z podanych informacji wynika, że odszkodowania wypłacano głównie odbiorcom na poziomie nN (pojedyncze przypadki na poziomie SN). Jeden operator wypłacił odszkodowanie z tytułu niewłaściwej wartości częstotliwości oraz wahań napięcia, większość z tytułu niewłaściwej wartości napięcia (indywidualne odszkodowanie zaczyna się od 2,59 zł

<sup>37</sup> P52. Jakie źródła energii elektrycznej były przyczyną tych problemów?



a maksymalna kwota nie przekroczyła 1000 zł), nieliczne z tytułu zapadów napięcia i krótkich przerw w zasilaniu. W kilku przypadkach powodem były wzrosty napięcia, znacząca jest grupa odszkodowań z tytułu przebiegów, brak odszkodowań z tytułu szybkich zmian napięcia, harmonicznym i interharmonicznym. Zaskakujące są odszkodowania z tytułu asymetrii napięcia – z dodatkowych informacji wynika, że do tej grupy kwalifikowano odszkodowania przyznane z tytułu uszkodzeń wskutek pracy niepełnofazowej.

Dwóch operatorów stwierdziło, że w odpowiedzi na pytanie uwzględniono wyłącznie bonifikaty za niedotrzymanie standardów jakościowych obsługi odbiorców i parametrów jakościowych energii. Nie wykazano odszkodowań (nie uwzględnionych w taryfie) wypłaconych na wniosek odbiorcy przez ubezpieczyciela spółki za uszkodzenie odbiorników spowodowane zaburzeniami, które wystąpiły w sieci będącej własnością operatora. Dane te są chronione tajemnicą handlową ubezpieczyciela można więc przypuszczać, że postąpili tak także niektórzy z pozostałych operatorów.

Ponieważ wiedza dotycząca istniejącego poziomu jakości dostawy energii elektrycznej jest istotna nie tylko z punktu widzenia ponoszonych kosztów odszkodowań, lecz przede wszystkim z punktu widzenia praktyki eksploatacyjnej autorzy ankiety zadali pytanie (P54) dotyczące liczby pomiarów wskaźników jakości zasilania wykonanych przez dostawcę energii, które nie były wymuszone skargami odbiorców. Operatorzy 1-6 nie prowadzą ewidencji tego typu przypadków. Dziewięciu nie podało danych (w tej liczbie są dwie centrale). Pozostali wykonują takie pomiary w przeważającej liczbie przypadków na poziomie nN. Dane podane przez operatora 30 dotyczą wyłącznie pomiarów wykonanych rejestratorami jakości napięcia. Nie uwzględniono pomiarów obciążeń w stacjach oraz pomiarów wartości skutecznej napięcia, które również mogą być traktowane jako pomiary wskaźników jakościowych, a które są wykonywane w każdym roku w dużej liczbie na wewnętrzne zlecenie działów będących właścicielem urządzeń elektroenergetycznych. Operator 31 nie rozróżnia w swoich statystykach pomiarów nie wymuszonych skargami odbiorców i wykonanych na wniosek odbiorców.

Głównymi powodami przeprowadzania pomiarów są (P55<sup>38</sup>):

- wdrażanie systemu monitorowania jakości napięcia, testowanie sprzętu pomiarowego, potwierdzenie wiedzy technicznej,

---

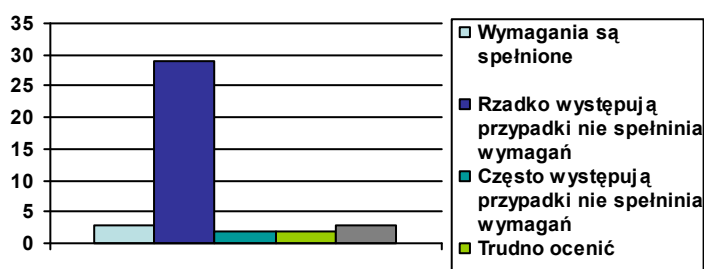
<sup>38</sup> P55. Jaka była przyczyna przeprowadzenia pomiarów wskaźników jakości zasilania, które nie były wymuszone skargami odbiorców – odpowiedzi udzieliło 28 operatorów.



- planowe pomiary eksploatacyjne napięć i prądów, także w celu sprawdzenia możliwości przyłączenia nowych odbiorców
- pomiary skuteczności ochrony przeciwporażeniowej (wg harmonogramu prac planowanych)
- profilaktyka, wrywkowe badania jakości dostawy energii, ocena stanu technicznego, opracowanie wytycznych w zakresie modernizacji i eksploatacji sieci
- wydanie nowych warunków przyłączenia
- pomiary kontrolne (po przyłączeniu nowych odbiorców lub odbiorników stanowiących potencjalne źródło zaburzeń) i diagnostyczne (np. po przepaleniu bezpieczników)
- zlecenia podmiotów zewnętrznych
- wewnętrzny regulamin operatora wymuszający cykliczne pomiary (np. co 5 lat).

Pytanie P56 dotyczyło własnej oceny średniego stanu jakości zasilania na terenie działania operatora (przyjmując za poziom odniesienia graniczne wartości wskaźników podane w Rozporządzeniu Systemowym oraz w normie PN-EN 50160). W ogromnej większości odpowiedzi (29 wskazań) przypadki nie spełnienia wymagań wymienionych dokumentów zdarzają się rzadko (Wykres 6.3-28). Dwóch operatorów uznało, że takie przypadki zdarzają się często, trzech że nigdy, a kolejnych dwóch miało trudności z oceną. Z wyjątkiem jednego operatora opinie te dotyczyły sieci nN (P57).

**P56 - Własna ocena stanu jakości zasilania**



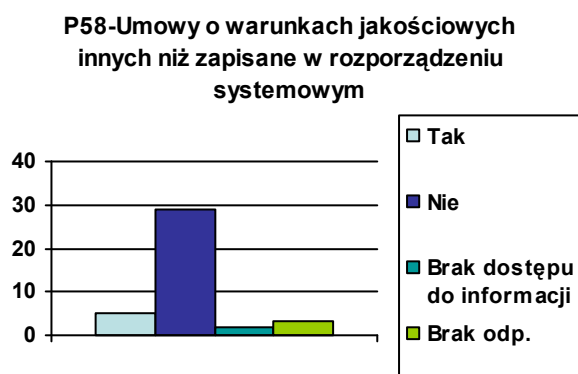
Wykres 6.3-28

### 6.3.7 Stosowany system egzekwowania jakości dostawy energii

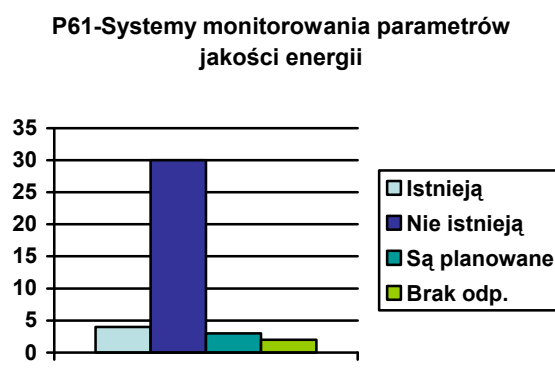
Na obszarze działania 29 operatorów nie zostały zawarte umowy (przyłączeniowe, sprzedaży, dystrybucyjne, kompleksowe) o warunkach jakościowych innych niż zapisane w Rozporządzeniu Systemowym (P58, Wykres 6.3-29). Takie umowy występują u 5 operatorów



i dotyczą przykładowo krótszego (w stosunku do Rozporządzenia Systemowego) dopuszczalnego czasu jednorazowej przerwy w dostawie energii (operator 12)<sup>39</sup>. Tylko dwóch operatorów określiło bezwzględną liczbę takich umów (bardzo rzadko zawierane) i podało wartość procentową odniesioną do całkowitej liczby umów zawartych w danym roku na podanym poziomie napięcia (P59<sup>40</sup>).



Wykres 6.3-29



Wykres 6.3-30

W przypadku czterech operatorów niedotrzymanie sformułowanych w umowach gwarancji jakościowych rodzi konsekwencje finansowe (P60<sup>41</sup>). Operator 7 wskazał także na możliwość odłączenia od sieci.

### 6.3.8 Rozproszony system monitorowania

#### Istniejące systemy monitorowania

Aby prowadzić skuteczną politykę w zakresie jakości dostawy energii niezbędne jest posiadanie systemu monitorowania.

<sup>39</sup> Operator 12 nie sprecyzował w umowie konsekwencji przekroczenia ustalonego czasu przerwy. Operator 20 negocjuje zapisy umów dotyczące czasów przerw z odbiorcami II i III grupy przyłączeniowej.

<sup>40</sup> P59. W ilu przypadkach zawarto umowy (przyłączeniowe, sprzedaży, dystrybucyjna, kompleksowa) o warunkach jakościowych dostawy energii innych niż zapisane w rozporządzeniu systemowym? W poszczególnych komórkach tabeli należało podać liczbę bezwzględną i względną odniesioną do całkowitej liczby umów zawartych w danym roku na podanym poziomie napięcia.

ID	2006-2007-2008							
	nN		SN		WN		NN	
		%		%		%		%
12					1-1-1	0,03-0,03-0,03		
13	5-4-9	4-2-2	20-6-12	24-7-8	0-0-1	0-0-33		

<sup>41</sup> P60. Jakie przewidziano skutki niedotrzymania sformułowanych w tych umowach gwarancji jakościowych?

ID	konsekwencje finansowe	inne – jakie
7		
8		
9		
13		



Istnieją one na obszarze działania czterech operatorów (P61)<sup>42</sup>, a trzech kolejnych planuje jego realizację - P61, Wykres 6.3-30.

System monitoringu opracowany przez operatora 31 polega na cyklicznym – co pięć lat - kontrolowaniu obiektów energetycznych poprzez instalację rejestratorów napięcia i prądu równocześnie w stacjach oraz na końcach obwodów. Rejestratory (160 sztuk) są przenoszone do kolejnych punktów pomiarowych po wykonaniu tygodniowych pomiarów (P63<sup>18</sup>). Liczba mierników zainstalowanych przez pozostałych operatorów zawiera się w przedziale od 3 do 6.

Za główne przyczyny zainstalowania systemu pomiarowego operatorzy uznali (P64): skargi odbiorców (1 wskazanie), przewidywane w przyszłości rozwiązania ustawowe (2 wskazania) oraz potrzeby techniczne wynikające z eksploatacji systemu (2 wskazania). Poprzez instalację systemu operatorzy starali się zrealizować istotne cele techniczne, z których za szczególnie ważne uznano analizę statystyczną zmian parametrów jakości zasilania jako informację o stanie technicznym systemu elektroenergetycznego oraz możliwość lokalizacji źródeł zaburzeń. W drugiej kolejności badania techniczne także w celu ułatwienia procedury wydawania warunków technicznych przyłączenia oraz możliwość zawierania indywidualnych kontraktów na dostawę energii (P65).

Najliczniejszy zbiór wskaźników jakości napięcia jest mierzony przez operatora 7 na poziomie WN oraz przez operatorów 18 i 39 na poziomie SN (P66). Na poziomie nN operator 31 mierzy trzy parametry: wartość częstotliwości oraz rejestruje zapady i wzrosty napięcia – Wykres 6.3-31.

Pomiary przeprowadzane są w złączach sieci przesyłowej i rozdzielczej, w punktach dostawy energii na poziomie WN oraz w rozdzielniach z napięciem wyjściowym 110 kV (po dwa wskazania) – P67<sup>43</sup>. Dodatkowo przeprowadzane są pomiary w wybranych stacjach transformatorowych SN/nN, w wybranych punktach na poziomie nN (wyróżnionych np. w oparciu o skargi odbiorców, doświadczenie operatora, obecność czułych odbiorników itp.) oraz w wybranych stacjach WN/SN po stronie napięcia średniego (operator 18).

---

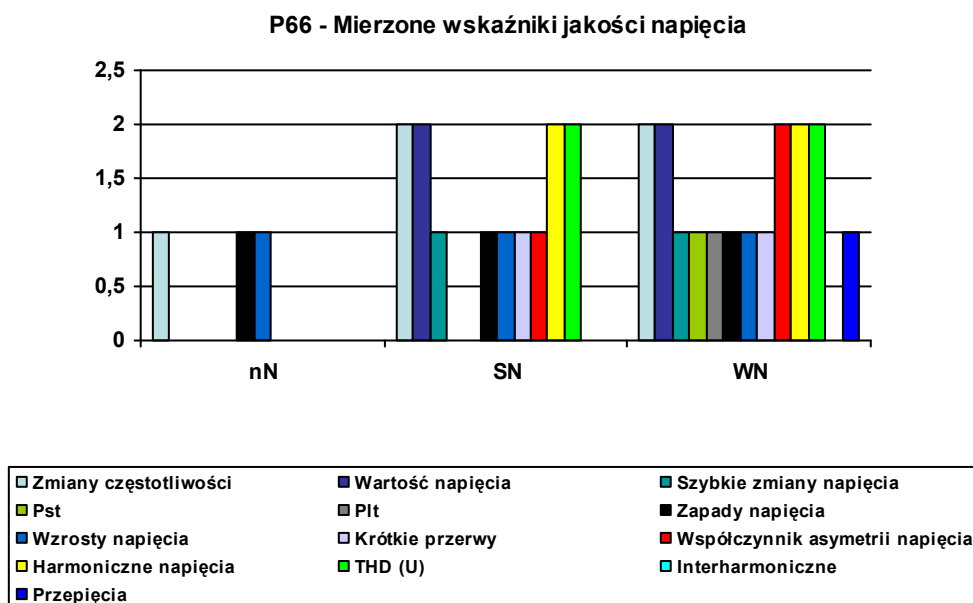
<sup>42</sup> P61. Czy na obszarze działania Pani/Pana firmy funkcjonuje system monitorowania wskaźników jakości energii elektrycznej?

P62. W którym roku system ten został zainstalowany?

P63. Jaka liczba mierników została zainstalowana?

Na poziomie: WN – operator 7 (6 przyrządów, realizacja w 2008) i 39 (1 przyrząd, realizacja przed 2005 r.); SN – operator 18 (5 przyrządów, 2005) i 39 (2 przyrządy, przed 2005 r.) oraz nN – operator 31 (160 przyrządów, przed 2005 r.) – P62.





Wykres 6.3-31

Szczególnie dużą liczbę pomiarów wykonał operator 31 w sieciach miejskich (453 punkty) i wiejskich (1659 punkty) – P68. Liczba monitorowanych punktów w przypadku pozostałych operatorów zawarta jest w przedziale od 2 do 6. Przeważa forma monitoringu ciągłego (cztery wskazania, P69). W dwóch przypadkach tygodniowy pomiar realizowany jest za pomocą przemieszczających się mierników - operator 18 (dodatkowo do pomiarów „stacjonarnych”) i operator 31.

W odpowiedziach na pytanie P70<sup>44</sup> autorzy ankiety chcieli uzyskać przykładowe wartości wskaźników jakości napięcia jako dowód przeprowadzonych pomiarów i informację o stanie jakości napięcia u poszczególnych operatorów. Liczbowe dane podali jedynie trzech operatorzy: 18 (wartość napięcia i THD na poziomie SN), 31 (wartość napięcia na poziomie nN) i 39 (wartość napięcia, THD, współczynnik asymetrii oraz harmoniczne 3, 5, 7 i dominująca parzysta na poziomie SN). W każdym przypadku wyniki spełniały wymagania Rozporządzenia Systemowego. Pomiary nie były wykonane za pomocą przyrządów klasy A (wg PN EN 61000-4-30) – P71<sup>45</sup>.

<sup>43</sup> P67. Jakie punkty są monitorowane?

<sup>44</sup> P70. Na podstawie przeprowadzonych pomiarów proszę podać w tabeli zmierzone wartości parametrów jakości zasilania (jako reprezentatywne dla przeprowadzonych pomiarów).

<sup>45</sup> P71. Czy wyniki podane w P70 pochodzą z pomiarów wykonanych za pomocą przyrządów klasy A (wg PN EN 61000-4-30)?

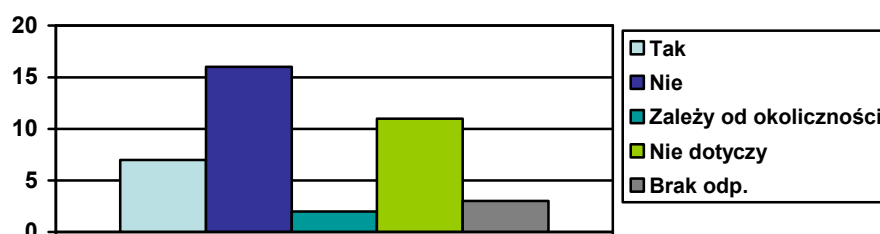


Farmy wiatrowe istniejące na terenie działania operatorów z reguły nie są wyposażone w urządzenia do monitorowania wskaźników jakości energii *on-line* (P87). Mierniki takie są zainstalowane tylko w siedmiu przypadkach (Wykres 6.3-32).

### Liczniki i/lub rejestratory z opcją pomiaru wskaźników jakości

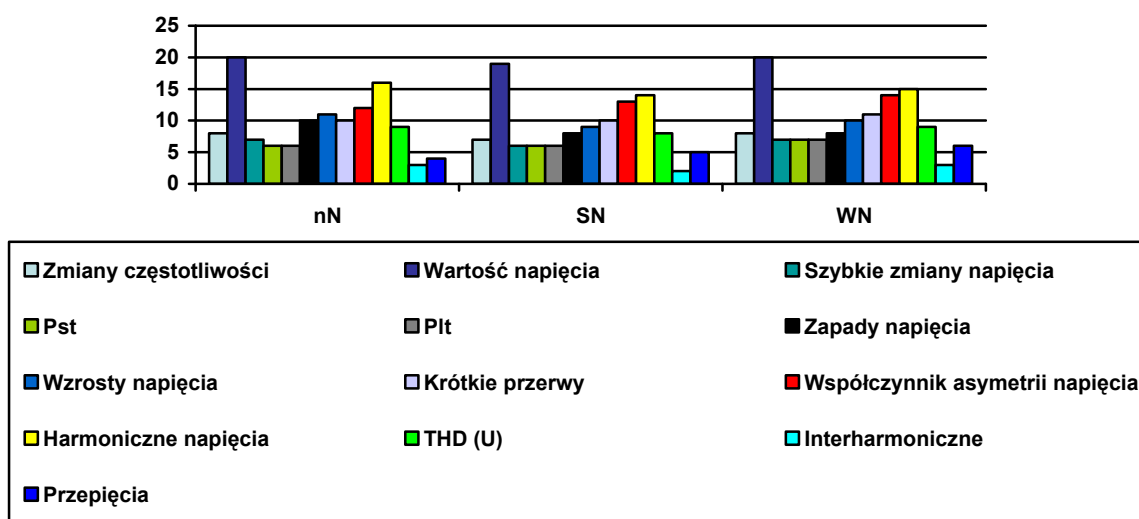
Tylko czternastu operatorów posiada liczniki i/lub rejestratory z możliwością pomiaru wybranych wskaźników jakości energii elektrycznej (P77). Ich liczba jest z reguły niewielka, tylko w ośmiu przypadkach wartość sumaryczna (na wszystkich poziomach napięcia) przekracza 100. Umożliwiają rejestrację wielu różnych wskaźników (P78, Wykres 6.3-33).

P87 - Urządzenia do monitorowania parametrów jakości energii *on-line* instalowane w przyłączach farm wiatrowych



Wykres 6.3-32

P78 - Parametry jakości zasilania mierzone za pomocą posiadanych liczników/rejestratorów



Wykres 6.3-33

Wyniki pomiarów uzyskane za pomocą takich przyrządów w przeważającej liczbie przypadków nie są wykorzystywane jako źródło informacji o wartościach wskaźników



jakości zasilania (P72, Wykres 6.3-34). Siedmiu operatorów traktuje te dane jako istotne, lecz tylko trzech spośród nich archiwizuje je w dedykowanej bazie danych (P73).

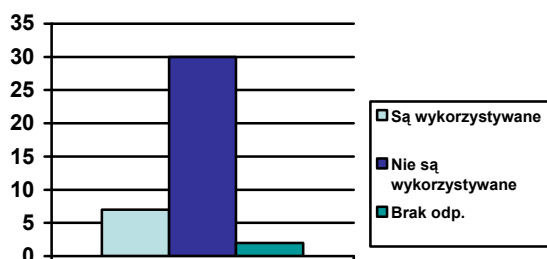
Operatorzy 1-6 nie wykorzystują posiadanych liczników z modułem „jakościowym” jako źródła informacji o wartościach wskaźników jakości zasilania, lecz w odpowiedzi na pytanie P73 wskazali, że wyniki pomiarów są archiwizowane.

Jeden z operatorów (30) wskazuje na incydentalne wykorzystanie rozważanych przyrządów, jako pomocniczego narzędzia podczas lokalizacji źródeł zaburzeń. Ich zastosowanie do tego celu jest utrudnione brakiem specjalistycznego oprogramowania i infrastruktury sprzętowej, która umożliwiłaby zdalne gromadzenie danych „jakościowych” i ich przetwarzanie. W obecnym stanie zakłóca to proces odczytu zużycia energii, a więc podstawową funkcję licznika.

Ośmiu operatorów przewiduje wykorzystanie liczników i/lub rejestratorów zawierających moduł pomiarów „jakościowych” w planowanym w przyszłości systemie monitorowania (P76). Pozostali nie planują włączenie tego rodzaju przyrządów do systemu lub jego budowa jest zbyt odległa, aby formułować już teraz jego założenia techniczne.

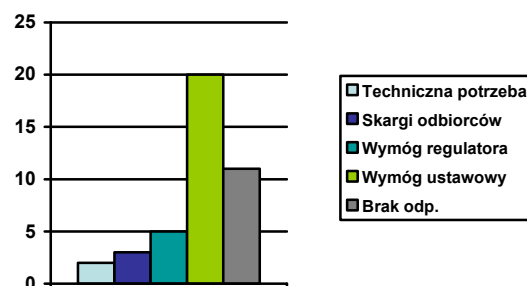
Dysponentem uzyskanych wyników pomiarowych jest wykonawca pomiarów (3 wskazania), dział obsługi klienta (6 wskazań), ewentualnie dział eksploatacji ruchu, operatora sieci lub pomiaru (4 wskazania) – pytanie P75.

**P72-Wykorzystanie liczników i/lub rejestratorów posiadających moduł pomiaru wskaźników jakości napięcia**



Wykres 6.3-34

**P80 - Czynniki który w największym stopniu przyspieszyłby instalację systemu monitorowania parametrów jakości zasilania**



Wykres 6.3-35



## Planowane systemy pomiarowe

Operatorzy nie potrafią określić orientacyjnej daty (roku) rozpoczęcia instalacji systemów rozproszonego monitorowania wskaźników jakości energii (P79). Jeden z operatorów wskazał rok 2009 jako przypuszczalny początek rozpoczęcia instalacji systemu (przewidując cztery lata na jego realizację), dwóch – 2010, jeden – 2011. Dla pozostałych czas ten nie jest znany.

Za najbardziej istotne czynniki motywujące do budowy systemu monitorowania operatorzy uznali w pierwszej kolejności wymóg ustawowy, a w drugiej działania regulatora (P80 i P81, Wykres 6.3-35).

Tabela 6.3-2: P82 - Wskaźniki jakości napięcia, które należy monitorować w pierwszej kolejności (szeregowane od 1 do 6, gdzie 1 oznacza wskaźnik uznany za najważniejszy)

Liczba	1	2	3	4	5	6	Brak wskazań
Zmiany częstotliwości		2			6	4	27
Wartość skuteczna napięcia	24		1		1		13
Szybkie zmiany napięcia	1	3	2		4	2	26
Wahania napięcia	2	5	5	1	1	2	22
Zapady napięcia		10	3	8	2	1	14
Wzrosty napięcia	1	2			5	2	28
Krótkie przerwy w zasilaniu		5	2	4	1	11	16
Asymetria napięcia		1	2	10	4	1	20
Harmoniczne napięcia			12	3	2	1	21
Interharmoniczne napięcia						1	38
Przebiegi dorywcze o częstotliwości sieciowej między przewodami pod napięciem a ziemią					2	1	36
Przebiegi przejściowe między przewodami pod napięciem a ziemią			1			1	37
Sygnały napięciowe do transmisji informacji nałożone na napięcie zasilające					1		38

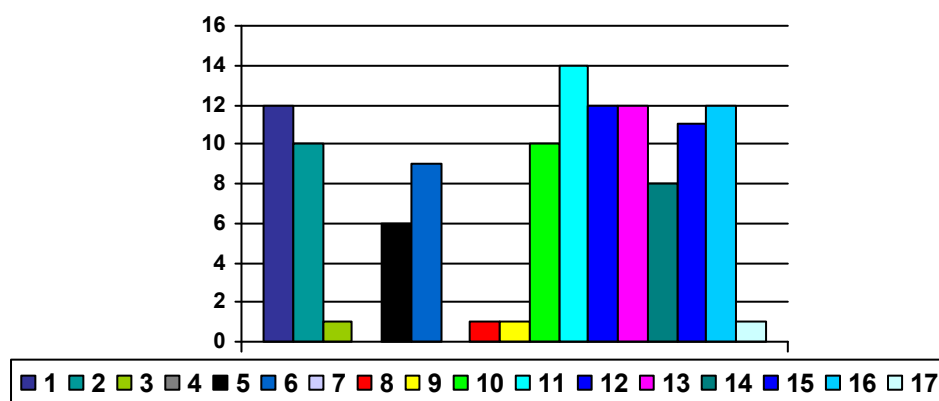
Zdaniem operatorów w systemie rozproszonego monitorowania wskaźników jakości napięcia w pierwszej kolejności należy kontrolować wartość skuteczną napięcia, następnie zapady napięcia, harmoniczne, asymetrię, zmiany częstotliwości oraz krótkie przerwy w zasilaniu (P82, Tabela 6.3-2).

Jeden z operatorów (30) wyraził pogląd, że pomiar na wszystkich poziomach napięcia tak wielu wskaźników zaburzeń (jak te wyróżnione w Tabeli 6.3-2) jest nieuzasadniony. Pełny zbiór powinien jego zdaniem podlegać monitorowaniu tylko na poziomie WN. Na poziomie SN w rozdzielniach WN/SN można zrezygnować z pomiaru częstotliwości. Na poziomie nN

w rozdzielniach SN/nN oraz na końcach i w połowie długości obwodów nN wystarczy pomiar wartości skutecznej napięcia, wahań oraz harmonicznych napięcia. W punktach zasilania odbiorców wrażliwych na zaburzenia należy mierzyć tylko te wskaźniki, które zostały wyszczególnione w umowie na dostawę energii.

Mierniki stanowiące elementy rozproszonego systemu monitorowania powinny być w pierwszej kolejności instalowane w miejscach dostawy energii do odbiorców na poziomie WN, w rozdzielniach z napięciem wyjściowym 110 kV oraz w wybranych punktach dostawy energii na poziomie SN, szczególnie tych w których warunki zasilania określone są indywidualnymi umowami różnymi od standardowych (P83, Wykres 6.3-36). Nie bez znaczenia są również punkty dostawy energii na poziomie nN wyróżnione w oparciu o posiadaną wiedzę i doświadczenie zawodowe. Znaczącą liczbę wskazań uzyskały także łącza sieci przesyłowej i rozdzielczej.

**P83 - Kryteria wyboru miejsc instalacji mierników stanowiących elementy systemu monitorowania**



- |   |  |
|---|--|
| 1 Sieci nN  | 10 Łącza sieci przesyłowej i rozdzielczej  |
| 2 Sieci SN  | 11 Miejsca dostawy energii do odbiorców na poziomie WN   |
| 3 Sieci WN  | 12 Rozdzielnie z napięciem wyjściowym 110 kV   |
| 4 Sieci NN  | 13 Miejsca dostawy energii na poziomie SN (wybrane)  |
| 5 Rodzaj odbiorcy na zaciskach którego wykonywany będzie pomiar | 14 Rozdzielnie SN/nN (wybrane)   |
| 6 Sieci napowietrzne  | 15 Miejsca dostawy na poziomie nN (wybrane np. w oparciu o skargi odbiorców, doświadczenie operatora, czułe odbiorniki itp.) |
| 7 Sieci kablowe   | 16 Miejsca dostawy energii do odbiorców o warunkach dostawy określonych indywidualną umową różną od standardowej             |
| 8 Sieci miejskie  | 17 Należy stosować inne kryteria   |
| 9 Sieci wiejskie  |  |

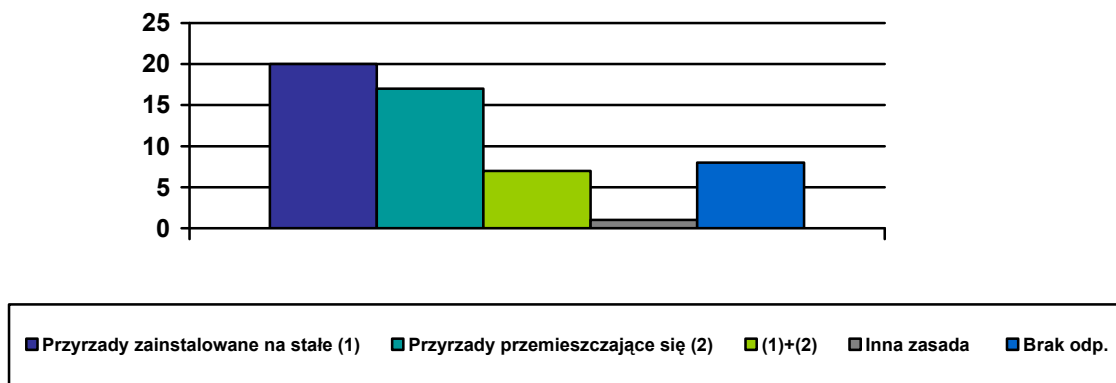
Wykres 6.3-36



Operatorzy preferują system monitorowania oparty na zainstalowanych na stałe miernikach (20 wskazań), lecz liczba zwolenników systemu opartego na przyrządach przemieszczających się jest także znacząca (17 wskazań) – P84, Wykres 6.3-37. Ośmiu operatorów (inna organizacja pomiaru wskazana przez operatora 37 mieści się także w tej kategorii) wskazało na rozwiązanie kompromisowe oparte o ciągły monitoring uzupełniony pomiarami wykonanymi za pomocą przemieszczających się przyrządów.

Na podstawie odpowiedzi na pytanie P88 można wnioskować, że prace związane z budową systemu monitorowania są w skali kraju na wczesnym etapie. Kilku operatorów wyraziło opinię o braku celowości instalowania takich systemów, szczególnie realizujących pomiar ciągły. Wobec braku skarg odbiorców monitoring wykonywany za pomocą powszechnie stosowanych systemów SCADA uznali za wystarczający. Z tych powodów oraz z braku realnej czasowej perspektywy budowy takich systemów nie są prowadzone prace analityczne, które pozwoliłyby na szacowanie liczby potrzebnych punktów pomiarowych w ramach systemu monitorowania (P88). Operatorzy, którzy takie analizy już prowadzą oceniają liczbę punktów pomiarowych w bardzo szerokim przedziale: od kilku do 30 000 na poziomie nN; od kilku do 4000 na poziomie SN i od kilku do 740 na poziomie WN.

P84-Koncepcja systemu monitorowania



Wykres 6.3-37

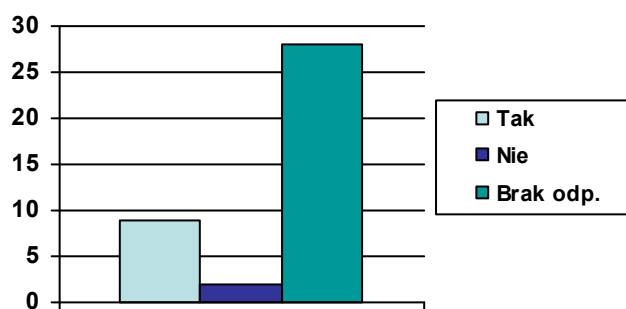
### Planowany sposób udostępniania danych pomiarowych

Dziwiewięciu operatorów zadeklarowało udostępnienie wyników pomiarów na każde życzenie odbiorcy, dwóch wyraziło przeciwne zdanie (P74, Wykres 6.3-38). W licznej grupie operatorów, którzy nie udzielili odpowiedzi są także tacy, wobec których jak dotychczas



odbiorcy nie wystąpili z prośbą o udostępnienie wyników pomiarów wskaźników jakości dostawy energii.

**P74-Udostępnianie danych pomiarowych odbiorcom**



Wykres 6.3-38

W P85 zapytano operatorów jaki sposób upublicznienia danych uzyskanych w efekcie pracy systemu monitorowania jest ich zdaniem najkorzystniejszy. Cyframi od 1 do 3, gdzie 1 oznacza najlepsze rozwiązanie, wskazywali swoje preferencje. Ankietowani umieścili na pierwszym miejscu operatora systemu przesyłowego lub rozdzielczego, który jako właściciel urządzeń pomiarowych będzie dysponentem informacji publikowanych lub udostępnianych regulatorowi i/lub odbiorcom (jeżeli zostanie to zapisane w umowie na dostawę energii) w formie rocznego raportu (Tabela 6.3-3).

Operatorzy wypowiadali się także odnośnie sposobu agregacji wyników pomiaru wskaźników jakości napięcia (P86). Podobnie jak w poprzednim pytaniu swoje preferencje oznaczali cyframi od 1 do 3. Z pośród podanych w Tabeli 6.3-4 możliwości wybrano agregację wyników na poziomie operatora lub regionu geograficznego wraz z rozbićm na poziomy napięcia.

Tabela 6.3-3: P85 – Sposób udostępniania danych pomiarowych (szeregowane od 1 do 3, gdzie 1 oznacza rozwiązanie uznane za najkorzystniejsze)

Liczba	1	2	3	Brak wskazań
Strona internetowa powszechnie dostępna	2		2	35
Strona internetowa z hasłem	3	1		34
Informacje u operatora systemu przesyłowego lub rozdzielczego, który jest właścicielem urządzeń pomiarowych	12	3	7	17
Roczny raport regulatora		14	1	23
Na każde życzenie odbiorcy	3	1	2	31
Tylko na życzenie URE lub sądu	5	3	5	25
Odbiorcy mają dostęp do danych w formie rocznego raportu w oparciu o stosowny warunek w umowie na dostawę energii	1	3	8	27
Właściciel mierników ma dostęp do danych szczegółowych, upublicznia się jedynie dane zagregowane	6	3	4	26

Tabela 6.3-4: P82 – Preferowane poziomy agregacji wyników pomiarów (szeregowane od 1 do 3, gdzie 1 oznacza rozwiązanie uznane za najkorzystniejsze)

Liczba/poziom agregacji wyników	1	2	3	Brak wskazań
Poziom krajowy	10		1	28
Poziom operatora	11	3		23
Region geograficzny			7	31
Oddzielne linie zasilające			1	38
Oddzielnie dla różnych grup odbiorców		3	3	33
Z podziałem na poziomy napięcia	5	16	5	12
Wg. przyczyny zaburzenia		2	4	33
Oddzielnie dla sieci miejskich/wiejskich		3	2	34
Oddzielnie dla sieci kablowych/napowietrznych	1		4	34
Inny	1			

## 6.4 Ekstremalnie niesprzyjające warunki pogodowe

### 6.4.1 Zdarzenia nadzwyczajne uznawane jako przyczyna niedostarczenia energii

Tabela 6.4-1 Klasyfikacja zdarzeń nadzwyczajnych uznawanych jako przyczyna niedostarczenia energii

Zjawisko/Kod operatora	1	8	9	10	11	12	13	14	15	17	18	19	20	21	26	29	32	30	31	34	35	36	37	39	38
Ekstremalnie silny wiatr																									
Ekstremalne opady deszczu																									
Ekstremalne opady śniegu																									
Sadź katastrofalna																									
Ekstremalne temperatury powietrza																									
Powódź																									
Wyładowania atmosferyczne																									
Inne zjawiska zdef. w IRIESP lub IRIED																									
Inne zjawiska, np. zdef. w umowach ubezpieczeniowych																									

	Klasyfikacja zjawiska w oparciu o sparametryzowane kryteria
	Klasyfikacja zjawiska w oparciu o nieznane kryteria
	Brak klasyfikacji zjawiska
	Brak odpowiedzi



## 6.4.2 Inne zdarzenia uznawane za nadzwyczajne, zmieniające standardowe warunki dostaw energii elektrycznej

Tabela 6.4-2 Klasyfikacja innych zdarzeń nadzwyczajnych, zmieniających standardowe warunki dostaw energii elektrycznej

Zdarzenie/Kod operatora	1	8	9	10	11	12	13	14	15	17	18	19	20	21	26	29	32	30	31	34	35	36	37	39	38
Skażenie chemiczne lub radioaktywne																									
Awaria systemów komputerowych																									
Niezdolność do zasilenia odbiorców wynikająca ze zdarzeń w sąsiednich systemach elektroenergetycznych																									
Strajki																									
Pożary, eksplozje, akty sabotażu, terroryzmu, wandalizmu, działania nie zgodne z prawem																									
Akty władzy, zarządzania administracyjnego, stan klęski żywiołowej ogłoszony administracyjnie																									
Inne zdarzenia, np. zdefiniowane w umowach ubezpieczeniowych, stanowiące podstawę do wypłaty odszkodowań																									

	Klasyfikacja zdarzenia nadzwyczajnego
	Brak klasyfikacji
	Brak odpowiedzi

### 6.4.3 Wpływ zdarzeń nadzwyczajnych na parametry jakości energii

#### Ekstremalnie silny wiatr

Tabela 6.4-3 Wpływ ekstremalnie silnego wiatru na parametry jakości energii

Parametr jakości energii/Kod operatora	1	8	9	10	11	12	13	14	15	17	18	19	20	21	26	29	30	31	32	34	35	36	37	38	39
Przebiegięcia																									
Zapady lub wzrosty napięcia																									
Przerwy katastrofalne																									
Bardzo długie przerwy																									
Długie przerwy																									
Krótkie przerwy																									
Bardzo krótkie przerwy																									
Wskaźniki obsługi klienta																									

#### Ekstremalne opady deszczu

Tabela 6.4-4 Wpływ ekstremalnych opadów deszczu na parametry jakości energii

Parametr jakości energii/Kod operatora	1	8	9	10	11	12	13	14	15	17	18	19	20	21	26	29	30	31	32	34	35	36	37	38	39
Przebiegięcia																									
Zapady lub wzrosty napięcia																									
Przerwy katastrofalne																									
Bardzo długie przerwy																									
Długie przerwy																									
Krótkie przerwy																									
Bardzo krótkie przerwy																									
Wskaźniki obsługi klienta																									

	Brak wpływu
	Zjawisko/zdarzenie ma istotny wpływ
	Brak odpowiedzi



## Ekstremalne opady śniegu

Tabela 6.4-5 Wpływ ekstremalnych opadów śniegu na parametry jakości energii

Parametr jakości energii/Kod operatora	1	8	9	10	11	12	13	14	15	17	18	19	20	21	26	29	30	31	32	34	35	36	37	38	39
Przebieg																									
Zapady lub wzrosty napięcia																									
Przerwy katastroficzne																									
Bardzo długie przerwy																									
Długie przerwy																									
Krótkie przerwy																									
Bardzo krótkie przerwy																									
Wskaźniki obsługi klienta																									

## Sadź katastroficzna

Tabela 6.4-6 Wpływ sadzi katastroficznej na parametry jakości energii

Parametr jakości energii / Kod operatora	1	8	9	10	11	12	13	14	15	17	18	19	20	21	26	29	30	31	32	34	35	36	37	38	39
Przebieg																									
Zapady lub wzrosty napięcia																									
Przerwy katastroficzne																									
Bardzo długie przerwy																									
Długie przerwy																									
Krótkie przerwy																									
Bardzo krótkie przerwy																									
Wskaźniki obsługi klienta																									

	Brak wpływu
	Zjawisko/zdarzenie ma istotny wpływ
	Brak odpowiedzi

## Ekstremalne temperatury powietrza

Tabela 6.4-7 Wpływ ekstremalnych temperatur powietrza na parametry jakości energii

Parametr jakości energii / Kod operatora	1	8	9	10	11	12	13	14	15	17	18	19	20	21	26	29	30	31	32	34	35	36	37	38	39
Przebieg																									
Zapady lub wzrosty napięcia																									
Przerwy katastroficzne																									
Bardzo długie przerwy																									
Długie przerwy																									
Krótkie przerwy																									
Bardzo krótkie przerwy																									
Wskaźniki obsługi klienta																									

## Powódź

Tabela 6.4-8 Wpływ klęski powodzi na parametry jakości energii

Parametr jakości energii / Kod operatora	1	8	9	10	11	12	13	14	15	17	18	19	20	21	26	29	30	31	32	34	35	36	37	38	39
Przebieg																									
Zapady lub wzrosty napięcia																									
Przerwy katastroficzne																									
Bardzo długie przerwy																									
Długie przerwy																									
Krótkie przerwy																									
Bardzo krótkie przerwy																									
Wskaźniki obsługi klienta																									

	Brak wpływu
	Zjawisko/zdarzenie ma istotny wpływ
	Brak odpowiedzi



## Wyladowania atmosferyczne

Tabela 6.4-9 Wpływ wyladowań atmosferycznych na parametry jakości energii

Parametr jakości energii / Kod operatora	8	9	10	11	12	13	14	15	1	17	18	19	20	21	26	32	30	31	34	35	29	36	37	38	39
Przebieg																									
Zapady lub wzrosty napięcia																									
Przerwy katastroficzne																									
Bardzo długie przerwy																									
Długie przerwy																									
Krótkie przerwy																									
Bardzo krótkie przerwy																									
Wskaźniki obsługi klienta																									

## Skażenie chemiczne lub radioaktywne

Tabela 6.4-10 Wpływ skażeń chemicznych lub radioaktywnych na parametry jakości energii

Parametr jakości energii / Kod operatora	1	8	9	10	11	12	13	14	15	17	18	19	20	21	26	29	30	31	32	34	35	36	37	38	39
Przebieg																									
Zapady lub wzrosty napięcia																									
Przerwy katastroficzne																									
Bardzo długie przerwy																									
Długie przerwy																									
Krótkie przerwy																									
Bardzo krótkie przerwy																									
Wskaźniki obsługi klienta																									

	Brak wpływu
	Zjawisko/zdarzenie ma istotny wpływ
	Brak odpowiedzi

## Awarie systemów komputerowych

Tabela 6.4-11 Wpływ awarii systemów komputerowych na parametry jakości energii

Parametr jakości energii / Kod operatora	1	8	9	10	11	12	13	14	15	17	18	19	20	21	26	29	30	31	32	34	35	36	37	38	39
Przebiegi																									
Zapady lub wzrosty napięcia																									
Przerwy katastroficzne																									
Bardzo długie przerwy																									
Długie przerwy																									
Krótkie przerwy																									
Bardzo krótkie przerwy																									
Wskaźniki obsługi klienta																									

## Niezdolność do zasilania odbiorców wynikająca ze zdarzeń w sąsiednich systemach elektroenergetycznych

Tabela 6.4-12 Wpływ zdarzeń w sąsiednich systemach elektroenergetycznych na parametry jakości energii

Parametr jakości energii / Kod operatora	1	8	9	10	11	12	13	14	15	17	18	19	20	21	26	29	30	31	32	34	35	36	37	38	39
Przebiegi																									
Zapady lub wzrosty napięcia																									
Przerwy katastroficzne																									
Bardzo długie przerwy																									
Długie przerwy																									
Krótkie przerwy																									
Bardzo krótkie przerwy																									
Wskaźniki obsługi klienta																									

	Brak wpływu
	Zjawisko/zdarzenie ma istotny wpływ
	Brak odpowiedzi

## Strajki

Tabela 6.4-13 Wpływ strajków na parametry jakości energii

Parametr jakości energii / Kod operatora	1	8	9	10	11	12	13	14	15	17	18	19	20	21	26	29	30	31	32	34	35	36	37	38	39
Przebiegi																									
Zapady lub wzrosty napięcia																									
Przerwy katastroficzne																									
Bardzo długie przerwy																									
Długie przerwy																									
Krótkie przerwy																									
Bardzo krótkie przerwy																									
Wskaźniki obsługi klienta																									

## Pożary, eksplozje, akty sabotażu, terroryzmu, itp.

Tabela 6.4-14 Wpływ pożarów, eksplozji, aktów sabotażu, terroryzmu na parametry jakości energii

Parametr jakości energii / Kod operatora	1	8	9	10	11	12	13	14	15	17	18	19	20	21	26	29	30	31	32	34	35	36	37	38	39
Przebiegi																									
Zapady lub wzrosty napięcia																									
Przerwy katastroficzne																									
Bardzo długie przerwy																									
Długie przerwy																									
Krótkie przerwy																									
Bardzo krótkie przerwy																									
Wskaźniki obsługi klienta																									

	Brak wpływu
	Zjawisko/zdarzenie ma istotny wpływ
	Brak odpowiedzi



## Wojna, stany wojenny lub wyjątkowy, konflikty zbrojne

Tabela 6.4-15 Wpływ działań wojennych, stanu wojennego lub wyjątkowego, konfliktów zbrojnych na parametry jakości energii

Parametr jakości energii / Kod operatora	1	8	9	10	11	12	13	14	15	17	18	19	20	21	26	29	30	31	32	34	35	36	37	38	39
Przebiegi																									
Zapady lub wzrosty napięcia																									
Przerwy katastrofalne																									
Bardzo długie przerwy																									
Długie przerwy																									
Krótkie przerwy																									
Bardzo krótkie przerwy																									
Wskaźniki obsługi klienta																									

## Akty władzy, zarządzenia administracyjne, stan klęski żywiołowej ogłoszony administracyjnie

Tabela 6.4-16 Wpływ aktów władzy, zarządzeń administracyjnych, stanów klęski żywiołowej ogłoszonych administracyjnie na parametry jakości energii

Parametr jakości energii / Kod operatora	1	8	9	10	11	12	13	14	15	17	18	19	20	21	26	29	30	31	32	34	35	36	37	38	39
Przebiegi																									
Zapady lub wzrosty napięcia																									
Przerwy katastrofalne																									
Bardzo długie przerwy																									
Długie przerwy																									
Krótkie przerwy																									
Bardzo krótkie przerwy																									
Wskaźniki obsługi klienta																									

	Brak wpływu
	Zjawisko/zdarzenie ma istotny wpływ
	Brak odpowiedzi



## Inne zdarzenia zdefiniowane w IRiESP lub IRiESD jako znoszące odpowiedzialność za nie dostarczanie energii

Tabela 6.4-17 Wpływ innych zdarzeń zdefiniowanych w IRiESP lub IRiESD na parametry jakości

Parametr jakości energii / Kod operatora	1	8	9	10	11	12	13	14	15	17	18	19	20	21	26	29	30	31	32	34	35	36	37	38	39
Przebiegięcia																									
Zapady lub wzrosty napięcia																									
Przerwy katastrofalne																									
Bardzo długie przerwy																									
Długie przerwy																									
Krótkie przerwy																									
Bardzo krótkie przerwy																									
Wskaźniki obsługi klienta																									

## Inne zdarzenia, np. zdefiniowane w umowach ubezpieczeniowych, stanowiące podstawę do wypłaty odszkodowań

Tabela 6.4-18 Wpływ innych zdarzeń zdefiniowanych w umowach ubezpieczeniowych na parametry jakości

Parametr jakości energii / Kod operatora	1	8	9	10	11	12	13	14	15	17	18	19	20	21	26	29	30	31	32	34	35	36	37	38	39
Przebiegięcia																									
Zapady lub wzrosty napięcia																									
Przerwy katastrofalne																									
Bardzo długie przerwy																									
Długie przerwy																									
Krótkie przerwy																									
Bardzo krótkie przerwy																									
Wskaźniki obsługi klienta																									

	Brak wpływu
	Zjawisko/zdarzenie ma istotny wpływ
	Brak odpowiedzi

# Pozostale – np. rozległa awaria systemu

Tabela 6.4-19 Wpływ pozostałych zdarzeń – np. rozległej awarii systemu na parametry jakości

Parametr jakości energii / Kod operatora	1	8	9	10	11	12	13	14	15	17	18	19	20	21	26	29	30	31	32	34	35	36	37	38	39
Przebiegi																									
Zapady lub wzrosty napięcia																									
Przerwy katastroficzne																									
Bardzo długie przerwy																									
Długie przerwy																									
Krótkie przerwy																									
Bardzo krótkie przerwy																									
Wskaźniki obsługi klienta																									

	Brak wpływu
	Zjawisko/zdarzenie ma istotny wpływ
	Brak odpowiedzi

#### 6.4.4 Procedury klasyfikacji zdarzeń nadzwyczajnych związanych z ekstremalnymi warunkami pogodowymi lub innymi zdarzeniami zmieniającymi standardowe warunki dostaw energii.

Tabela 6.4-20 Podmiot wnioskujący przeprowadzenie procedury klasyfikacji zdarzenia nadzwyczajnego

Podmiot / Kod operatora	1	8	9	10	11	12	13	14	15	17	18	19	20	21	26	29	30	31	32	34	35	36	37	38	39
Zarząd Spółki	x																			x	x	x	x		
Dyrektor Oddziału										x	x	x													
Dyrektor ds. Dystrybucji											x	x													
Dyr. ds. Zarz. Siecią/Zarz. Maj. Sieciowym												x				x					x				
Kier. Wydz. Ruchu/ Kier. Centralnej Dyspozycji Ruchu						x	x		x									x							
Kierownik Rejonu Energetycznego																		x							
dyspozytor CDM/ZDM/RDR				x					x																
Sztab Kryzysowy	x																								
Dział Sprzedaży																									
odbiorcy		x																							
w ramach procedury odszkodowawczej																	x								
brak procedury			x										x		x					x					
brak odpowiedzi														x											

Tabela 6.4-21 Podmiot klasyfikujący/zatwierdzający przerwy w dostawie jako wywołane zdarzeniem nadzwyczajnym

Podmiot / Kod operatora	1	8	9	10	11	12	13	14	15	17	18	19	20	21	26	29	30	31	32	34	35	36	37	38	39
Zarząd Spółki	x																		x		x				
Dyrektor Oddziału											x														
Dyrektor ds. Dystrybucji							x		x	x								x							
Dyr. ds. Zarz. Siecią/Zarz. Maj. Sieciowym						x		x								x									
Dyrektor ds. Technicznych																	x								
Kier. Wydz. Ruchu/ Kier. Centralnej Dyspozycji Ruchu												x									x				
Kierownik Rejonu Energetycznego																									
dyspozytor CDM/ZDM/RDR																									
Sztab Kryzysowy	x																							x	
Dział Sprzedaży																									x
odbiorcy																									
w ramach procedury odszkodowawczej		x																							
brak procedury													x		x					x					
brak odpowiedzi														x									x		



Tabela 6.4-22 Kryteria stosowane przez operatorów w trakcie klasyfikacji zdarzeń nadzwyczajnych

Kryteria klasyfikacji zdarzeń nadzwyczajnych / Kod operatora	1	8	9	10	11	12	13	14	15	17	18	19	20	21	26	29	30	31	32	34	35	36	37	38	39

Liczba i natężenie awarii

Natężenie czynnika sprawczego

Czas przerw w dostawie energii

Brak jednoznacznych kryteriów

Brak odpowiedzi

Tabela 6.4-23 Informowanie odbiorców o klasyfikacji zdarzenia skutującego przerwą w dostawie energii elektrycznej

Kod operatora																									
1	8	9	10	11	12	13	14	15	17	18	19	20	21	26	29	30	31	32	34	35	36	37	38	39	
NIE	NIE	NIE	NIE	NIE	NIE	TAK	TAK*	NIE**	NIE	NIE	NIE***	NIE	NIE	TAK	NIE	TAK	NIE	TAK	NIE	NIE	TAK	TAK	NIE	TAK	

\* w przypadku wyłączeń planowych

\*\* za wyjątkiem odbiorców z taryfy A

\*\*\* w większości przypadków

Na pisemny bądź telefoniczny wniosek odbiorcy

Poprzez środki masowego przekazu

Operacyjna wymiana informacji ze służbami energetycznymi odbiorców

Na wniosek odbiorcy oraz w środkach masowego przekazu

Tabela 6.4-24 Istnienie procedury odwoławczej od decyzji o zakwalifikowaniu zdarzenia jako nadzwyczajnego

Kod operatora																									
1	8	9	10	11	12	13	14	15	17	18	19	20	21	26	29	30	31	32	34	35	36	37	38	39	
TAK	TAK	NIE	NIE	NIE	NIE	NIE	NIE	NIE	NIE	NIE	NIE	NIE	NIE	NIE	TAK	NIE	TAK	NIE	NIE	NIE	TAK	NIE	NIE	TAK	

## 6.4.5 Procedury i środki przeciwdziałania skutkom zdarzeń nadzwyczajnych

Tabela 6.4-25 Dysponowanie zespołami remontowymi

Sposób zapewnienia zespołów remontowych / Kod operatora	Napięcie	1	8	9	10	11	12	13	14	15	17	18	19	20	21	26	29	30	31	32	34	35	36	38	39
we własnym zakresie	Wn																								
	Sn																								
	nn																								
z wykorzystaniem firm zewnętrznych	Wn																								
	Sn																								
	nn																								

Tak  
 Nie  
 Brak danych

Tabela 6.4-26 Dysponowanie materiałami i częściami zapasowymi

Sposób magazynowania / Kod operatora	1	8	9	10	11	12	13	14	15	17	18	19	20	21	26	29	30	31	32	34	35	36	37	38	39
własne magazyny																									
zapas u dostawcy																									

Tak  
 Nie  
 Brak danych

Tabela 6.4-27 Dysponowanie mobilnymi agregatami prądotwórczymi

Agregaty prądotwórcze / Kod operatora	1	8	9	10	11	12	13	14	15	17	18	19	20	21	26	29	30	31	32	34	35	36	37	38	39

	Posiada
	Posiada, z możliwością wykorzystania na potrzeby odbiorców
	Nie posiada
	Brak odpowiedzi

Tabela 6.4-28 Pozostałe środki przeciwdziałania skutkom zdarzeń nadzwyczajnych

Środek przeciwdziałania / Kod operatora	1	8	9	10	11	12	13	14	15	17	18	19	20	21	26	29	30	31	32	34	35	36	37	38	39
Zestawy awaryjnych linii																									
Plany działań kryzysowych																									
Procedury monitorowania warunków pogodowych																									
Procedury postęp. w przypadku wystap. ekstrem. zjawisk atmos.																									
Umowy z Operatorami sąsiednich systemów																									

\* w trakcie opracowywania

	Posiada
	Nie posiada
	Brak odpowiedzi



## **7 Wnioski i zalecenia dla Beneficjenta oraz podmiotów odpowiedzialnych za jakość dostaw energii elektrycznej do odbiorcy**

Przeprowadzone badania benchmarkingowe przedsiębiorstw sektora energetycznego mają charakter pionierski – są one realizowane w Polsce po raz pierwszy. Dlatego mimo podjętych starań, o których mowa w rozdziale 4 Raportu i pełnym zaangażowaniu ze strony respondentów otrzymano dane niepełne i niespójne, wymagające pracochłonnego procesu weryfikacji. Badane firmy w sposób ujednolicony notują dane wymagane zapisami w IRiESP i IRiESD oraz w obowiązkowych formularzach statystycznych – jednak i tu występuje pewna różnorodność, którą wykazano w rozdziale 5 Raportu. Tak więc istotną rolą bieżącego raportu oraz opracowanych w ramach projektu benchmarkingowego kwestionariuszy badawczych jest ujednolicenie notowanych danych. W kolejnych, analizach porównawczych (najlepiej realizowanych cyklicznie) ważną rolę odgrywać będą następujące czynniki:

- jednorodność definicji i wzorów do gromadzenia danych i opracowania wskaźników
- jednorodność i przejrzystość danych publikowanych przez spółki elektroenergetyczne,
- szersza wymiana informacji pomiędzy spółkami energetycznymi,
- kontynuacja prac nad oceną i porównywaniem czynników, które oddziałują na wyniki badań porównawczych, zwłaszcza w odniesieniu do odpowiedzialności spółek elektroenergetycznych za jakość energii elektrycznej, wpływu siły wyższej, ekstremalnych warunków pogodowych oraz zróżnicowania geograficznego.

Należy zastanowić się, co można i co należy uczynić, aby zapewnić jednorodność i przejrzystość danych jakościowych archiwizowanych przez spółki energetyczne. Wykładnię dla wszystkich badanych przedsiębiorstw stanowią zapisy wspomnianych wyżej instrukcji ruchu i eksploatacji. Dlatego niezmiernie ważnym jest, aby w kolejnej ich edycji umieścić zapisy o konieczności notowania i publikowania wskaźników uznanych w niniejszym raporcie jako istotne jak i zgodne z wiodącymi standardami europejskimi – powinny tam się znaleźć również formuły, według których należy poszczególne wskaźniki wyliczać. Warto również wdrożyć w spółkach energetycznych porównywalne procedury pozyskiwania informacji o jakości dostaw energii i obsługi stanów awaryjnych najlepiej ze wsparciem programowym.



Dane jakościowe, które zgodnie z zapisami Rozporządzenia mają być publikowane przez operatorów na stronach www, są umieszczane w miejscach zupełnie dowolnych, o znacznej trudności dotarcia do nich – sytuacja ta wymaga radykalnych zmian. Należy mieć świadomość, że jest to proces długotrwały i na pełny sukces można liczyć po kilku latach obowiązywania jednoznacznych i niezmiennych zasad. Wydaje się również, że wprowadzenie wzorem niektórych państw konieczności przeprowadzania audytu danych zapewniłoby ich poprawność oraz brak konieczności weryfikacji. Dane otrzymane w ramach realizacji niniejszego projektu budziły szereg wątpliwości, – dlatego musiały przejść niezwykle pracochłonny proces weryfikacji. Proces ten będzie wręcz niemożliwy, jeśli zadanie to będzie zadaniem własnym regulatora. Dlatego też wprowadzenie procedury audytu danych uważamy za niezbędne. Warto zastanowić się w tym miejscu jak taki proces audytu danych zrealizować. Można by wzorem innych państw korzystać na przykład ze specjalistycznej firmy audytorskiej – rozwiązanie to wiąże się jednak ze znacznymi kosztami, które zazwyczaj ponoszone są przez regulatora. Rozwiązanie to wydaje się być najlepszym, jednak ze względu na generowane koszty być może jest nie do przyjęcia w Polsce. Innym rozwiązaniem, wydaje się, że możliwym do przyjęcia w Polsce, jest audyt danych przeprowadzany w ramach posiadanego przez operatorów systemu zapewnienia jakości serii ISO 9000.

ISO 9000 są międzynarodowymi standardami opracowanymi przez Międzynarodową Organizację Normalizacyjną ISO (International Organisation for Standardisation), poświęconymi systemowi zapewnienia jakości i różnią się od innych, znanych do tej pory norm tym, że koncentrują się nie bezpośrednio na jakości wyrobu, a na jakości procesów towarzyszących jego powstawaniu. Nie zastępują one w żadnym razie wymagań technicznych dotyczących wyrobów. Zadaniem norm jest stworzenie skutecznego sposobu zarządzania, pozwalającego na stabilną jakość wyrobu. Normy wyraźnie określają, które z tych obszarów powinny być w takim skutecznym zarządzaniu jakością uwzględnione. Opracowanie i wdrożenie u Operatorów procedury gromadzenia danych jakościowych, nadzoru nad tymi danymi oraz ich audytu powinno zapewnić ich wystarczającą wiarygodność bez generacji istotnych kosztów. Procedura ta powinna określać w sposób jednoznaczny zakres archiwizowanych danych, sposób ich archiwizacji i działy odpowiedzialne za proces.





## 7.1 Jakość handlowa

W ustawie „Prawo Energetyczne” nałożony został na ministra właściwego ds. gospodarki obowiązek określenia standardów jakości obsługi odbiorców. W artykule 6a. Ustawy są określone najbardziej drażliwe problemy związane ze świadomym wstrzymaniem dostawy energii do odbiorców z ich winy. Wstrzymanie dostaw energii jest dotkliwą karą związaną z poniesieniem kosztów długów i samych długów lub naprawą instalacji zagrażającej zdrowiu lub życiu ludzkiemu albo bezpieczeństwu urządzeń. Określenie standardu „bezzwłocznie” jest nieprecyzyjne i mało czytelne dla przeciętnej odbiorcy, dając przedsiębiorstwu energetycznemu możliwość nakładania dodatkowych kar w postaci opóźnień wznowienia dostawy, co zostało wykazane w raporcie. Wskaźnik zapisany jako „bezzwłocznie” może pozostać, jeśli czas wznowienia dostawy po wstrzymaniu będzie monitorowany, publikowany i raportowany przez przedsiębiorstwa energetyczne. Sposób publikowania i raportowania powinno określać Rozporządzenie.

Innym wskaźnikiem jest częstotliwość odczytów i rozliczeń według czasu rzeczywistego. Częsty odczyt i informacja na rachunku o rzeczywistym zużyciu daje możliwości odbiorcy racjonalizacji zużycia energii.

Pozostałe badane wskaźniki, w większości mają swoją podstawę w Rozporządzeniu i w większości przedsiębiorstw są rejestrowane, ale w różny sposób. Koniecznym jest opracowanie zasad rejestracji i publikacji wskaźników.

## 7.2 Ciągłość dostaw

Jak pokazują doświadczenia innych krajów europejskich systematyczne badania benchmarkingowe rynku energii przyczyniają się do poprawy nie tylko wskaźników ciągłości dostaw, ale również wzrostu konkurencyjności na tym specyficznym rynku. Opis procesu dostaw energii za pomocą wskaźników jest przejrzysty i precyzyjny pod warunkiem jednakowej procedury pozyskiwania danych. Również wyodrębnienie wskaźników dla poszczególnych poziomów napięć i rodzajów sieci przyczyni się do pełniejszego opisu rynku dostaw energii zarówno dla drobnych odbiorców zasilanych z sieci niskiego napięcia jak i bardziej znaczących odbiorców zasilanych z sieci SN i WN. Wprowadzenie rozgraniczenia napięciowego wskaźników pozwoli na uniknięcie „maskowania” statystycznego możliwych do pojawienia się niekorzystnych tendencji niezawodności zasilania przez wielką liczbę drobnych odbiorców. Stosowane powszechnie wskaźniki ciągłości dostaw normalizowane względem ilości odbiorców dobrze opisują ten proces w sieciach nN i SN i nie wymagają



zmian poza zastosowaniem tych wskaźników do opisu sieci według poziomów napięcia i o ile to okaże się możliwe również według rodzajów odbiorców. Takie rozgraniczenie pozwoli zaobserwować Regulatorowi czy operator równo traktuje wszystkie segmenty rynku energii a nie skupia się na tych, które przynoszą największy efekt statystyczny. Jest to szczególnie istotne w okresie konsolidacji operatorów obejmujących coraz większe obszary rynku i obserwowanej tendencji do przedstawiania i publikowania tylko wybranych i wyselekcjonowanych informacji o sieci.

Zastosowanie ogólnych wskaźników ciągłości dostaw do opisu sieci przesyłowej nie wydaje się celowe, ze względu na niewielką liczbę odbiorców końcowych i użytkowników systemu. Dedykowane dla sieci przesyłowej wskaźniki dobrze opisują ten segment rynku, jednak pełen obraz wymaga uzupełnienia o ilość energii dostarczanej odbiorcom za pomocą tej sieci w analizowanym okresie. Celowym jest wydzielenie wskaźników dla „major event day” (dni najistotniejszych wydarzeń) pozwalających na wyodrębnienie wskaźników dla najbardziej znaczących wydarzeń sieciowych, które mimo niewielkiej częstości występowania mogą zniekształcić dokładność opisu niezawodności dostaw. Ponieważ na obecnym etapie prowadzenia badań benchmarkingowych w kraju występują znaczne trudności z pozyskaniem spójnych i wiarygodnych danych bardzo istotnym jest wprowadzenie jednolitych procedur pozyskiwania danych oraz ich audyt, gdyż tylko w oparciu o pełne i rzetelne dane będzie możliwość wydzielenia dni najbardziej znaczących wydarzeń. Koniecznym jest również wprowadzenie precyzyjnych nazw i terminów określających ciągłość dostaw energii w Rozporządzeniu Systemowym tak by stosowana terminologia nie budziła wątpliwości, co do intencji jej zastosowania. Temu celowi powinny służyć instrukcje do formularzy benchmarkingowych badań ankietowych ujednolicone z innymi formami sprawozdań statystycznych dostarczanych przez operatorów.

Wprowadzenie takich rozwiązań i zapisów prawa pozwoli po ich wdrożeniu na uzyskanie jednolitego i obiektywnego opisu stanu rynku dostaw energii w kraju dla każdego z istotnych jego segmentów i bezpośrednie porównanie z innymi rynkami europejskimi.

### **7.3 Jakość napięcia**

Pytania postawione w niniejszych badaniach ankietowych zostały sformułowane głównie na podstawie raportów opracowanych przez Radę Europejskich Regulatorów Energii (CEER- *Council of European Energy Regulators*) oraz wiedzy i doświadczenia autorów opracowania.



Celowym byłoby, aby propozycje pytań do przyszłych badań banchmarketingowych zgłaszali także przedstawiciele operatorów oraz przedsiębiorstw i instytucji działających w obszarze szeroko rozumianej elektroenergetyki. Wówczas uzyskane informacje będą bardziej interesujące dla znacznie szerszego grona odbiorców. Poniżej zamieszczono wnioski, jakie na podstawie badań i analiz sformułowano dla obszaru badawczego „jakość napięcia” :

1. Jakość dostawy energii stała się odrębną specjalnością zawodową wymagającą stosownego przygotowania teoretycznego (w dużym stopniu interdyscyplinarnego w ramach kierunku elektrotechniki), bardzo dużego doświadczenia zawodowego i ciągłej aktualizacji wiedzy. Ten stan rzeczy wymaga, aby tą problematyką w strukturze organizacyjnej operatora zajmowało się oddzielne grono specjalistów, dla których będą to podstawowe obowiązki służbowe. Traktowanie tych prac jako zajęcia dodatkowego nie jest dobrym rozwiązaniem. Warto zacząć od prac koordynacyjnych, aby z czasem wykształcić zespół ekspertów.
2. Warto prowadzić analizę skarg odbiorców na złe warunki zasilania z rozróżnieniem rodzajów zaburzeń, poziomów napięć i sektorów działalności odbiorców. To bardzo ważna wiedza, o zasadniczym znaczeniu przy planowaniu prac modernizacyjnych w sieci oraz przy wyborze środków technicznych do poprawy warunków zasilania.
3. Operatorzy powinni więcej uwagi poświęcać analizie kosztów wynikających ze złej jakości napięcia nie tylko po stronie dostawcy, lecz także odbiorcy energii. Analizy takie powinny być prowadzone z uwzględnieniem rodzajów zaburzeń oraz poziomów napięć. Wiedza taka ma zasadnicze znaczenie dla efektywnego tworzenia planów rozwojowych sieci.
4. Posiadanie mierników napięcia klasy A to podstawowe narzędzie do rozwiązywania problemów jakości dostawy energii elektrycznej. Autorzy niniejszego opracowania rekomendują wyposażenie się w taki sprzęt (stosowną liczbę mierników) tym operatorom, którzy go jeszcze nie posiadają. Rekomendują także cykliczne wykonywanie pomiarów wskaźników jakości napięcia w uznanych za istotne punktach sieci zasilającej.



5. W procesie wydawania warunków technicznych przyłączenia bardzo ważna jest znajomość norm: IEC 61000-3-6: *Assessment of emission limits for distorting loads in MV and HV power systems*, IEC 61000-3-7: *Assessment of emission limits for fluctuating loads in MV and HV power systems* oraz IEC 61000-3-13: *Assessment of emission limits for the connection of unbalanced installations to MV, HV and EHV power systems*. Warto podjąć działania w ramach Polskiego Komitetu Normalizacyjnego zmierzające do przetłumaczenia tych dokumentów na język polski.
6. Instalacja rozproszonych systemów monitorowania wskaźników jakości napięcia to proces nieunikniony, który już obecnie jest, a będzie w coraz większym stopniu w przyszłości, wymuszany różnymi czynnikami, w tym przede wszystkim potrzebami technicznymi – trendy zmian wartości parametrów jakości napięcia to jedno z najlepszych wskaźników stanu technicznego urządzeń sieciowych. Prace wstępne przygotowujące do instalacji takiego systemu należy podjąć jak najwcześniej, w pierwszej kolejności od opracowania koncepcji i bilansu potrzeb sprzętowych. Warto rozważyć wykorzystanie do tego celu także liczników wyposażonych w moduł pomiaru wskaźników jakości napięcia.
7. Analizując liczbę i wysokość odszkodowań płaconych na rzecz odbiorców z tytułu niespełnienia gwarantowanych wskaźników jakości napięcia oraz istniejące regulacje w postaci rozporządzeń i taryf, można stwierdzić, że w praktyce dostawca energii nie ponosi żadnych konsekwencji z tytułu niespełnienia tych gwarancji. Wysokość odszkodowań powinna znacząco wzrosnąć, a odbiorcy powinni uzyskać mocne podstawy prawne dla formułowania swoich roszczeń i wsparcie regulatora. Jest to jeden z podstawowych sposobów uruchomienia skutecznych bodźców poprawy jakości dostawy energii w Polsce.



#### 7.4 Ekstremalnie niesprzyjające warunki pogodowe

W IRiESP definiuje się pojęcie „siły wyższej”, podając jako jeden z jej przejawów klęski żywiołowe, w tym pożar, powódź, suszę, trzęsienie ziemi, huragan oraz sadź.

Wyniki badania wskazują, że w zależności od rodzaju zjawiska połowa respondentów do maksymalnie trzech czwartych nie klasyfikuje ekstremalnych zjawisk pogodowych - nie funkcjonują i nie są stosowane przez nich definicje warunków pogodowych, które zwalniają od odpowiedzialności za niedotrzymanie parametrów jakości dostaw energii elektrycznej.

W przypadku wystąpienia szkód spowodowanych wymienionymi w badaniu zjawiskami oraz zakłóceń w dostawach energii elektrycznej najczęściej stosowaną praktyką w tej grupie operatorów jest kwalifikacja zdarzeń jako działania „siły wyższej” bez kwantyfikacji natężenia zjawiska, które je wywołało. Wydaje się, iż jest to podejście nazbyt uproszczone, mogące prowadzić w skrajnych przypadkach do nadużywania pojęcia „siły wyższej”.

Uzyskane wyniki pozwalają stwierdzić, że największy wpływ na pogorszenie parametrów jakości dostaw energii elektrycznej, zwłaszcza na powstawanie przerw długich i katastrofalnych mogą mieć ze zjawisk pogodowych: ekstremalnie silny wiatr, opady śniegu, sadź, powódź, a z pozostałych zdarzeń - pożary i eksplozje (pow. 80% wskazań).

Wśród operatorów którzy zadeklarowali w badaniu, że klasyfikują siłę wiatru pod kątem zdarzeń katastrofalnych istnieje duże zróżnicowanie, co do przyjmowanej granicznej prędkości wiatru (13,9-25 m/s). Wynika ono ze zróżnicowania klasyfikacji stosowanych przez firmy ubezpieczeniowe działające na polskim rynku. Jeśli operator zawarł umowę na ubezpieczenie majątku dokumentuje siłę wiatru w trakcie wystąpienia zdarzenia w oparciu o wyniki pomiarów podawane przez IMiGW bądź Wojewódzkie Centrum Zarządzania Kryzysowego, a w przypadku kiedy nie jest to możliwe występuje o stosowne zaświadczenie z organów oraz służb administracji państwowej bądź samorządowej o wystąpieniu szkód o charakterze masowym. Na tej podstawie firma ubezpieczeniowa wypłaca odszkodowanie.

Należy podkreślić, że jest to wyłącznie mechanizm przenoszenia odpowiedzialności na firmy ubezpieczeniowe z tytułu szkód materialnych powstałych w sieci elektroenergetycznej i nie jest on związany z odpowiedzialnością operatora za niedotrzymanie parametrów jakościowych dostarczanej energii. Jednak należy domniemywać, że w takim przypadku operator zakwalifikuje zdarzenie jako działanie „siły wyższej”. Warto jeszcze



zwrócić uwagę, że wymieniony w definicji „siły wyższej” huragan jako jej przejaw to wg powszechnie stosowanej skali Beauforta wiatr wiejący z prędkością powyżej 36,5 m/s, a graniczne prędkości, przy których firmy ubezpieczeniowe uznają zasadność roszczeń mieszczą się w granicach klasyfikacji silnego bądź bardzo silnego wiatru.

Jak widać na przykładzie ekstremalnie silnego wiatru istniejąca praktyka pozostawia szereg niejasności interpretacyjnych, dlatego należałoby wprowadzić klasyfikacje ekstremalnych zjawisk pogodowych w oparciu o powszechnie przyjmowane skale intensywności zjawisk, obowiązujące normy PN, bądź gdy nie jest to możliwe, w oparciu o stwierdzenie wystąpienia zjawiska przez posiadające kompetencje w tym zakresie służby publiczne.

Na podstawie uzyskanych wyników badania benchmarkingowego można stwierdzić, że 60% operatorów stosuje procedury monitorowania warunków pogodowych w oparciu o zróżnicowane źródła informacji. Celowym wydaje się, aby monitoring ten był stosowany przez wszystkich operatorów. Komunikacja ze służbami meteorologicznymi oraz lokalnym centrum zarządzania kryzysowego pozwalałaby operatorom otrzymywać ostrzeżenia o możliwości wystąpienia zjawisk katastrofalnych i zagrożeń dla sieci przesyłowych lub dystrybucyjnych, co umożliwiłoby skrócenie czasu dla zorganizowania działań przygotowawczych i zaradczych na rzecz:

- kompensowania skutków poprzez działanie dyspozytorów,
- napraw zniszczonych elementów,
- budowy linii awaryjnych (obejść), uruchomienia lokalnych awaryjnych źródeł energii,
- zapewnienia bezpieczeństwa publicznego (powiadamianie władz publicznych o zagrożeniach ze strony linii elektroenergetycznych).

## **8 Harmonogram działań dla poprawy jakości dostaw energii elektrycznej**

Jakość dostaw energii elektrycznej determinowana jest przez wiele czynników. W harmonogramie działań dla poprawy jakości należałoby wszystkie te czynniki uwzględnić. Są to jednak zarówno czynniki techniczne, handlowe, organizacyjne jak też ekonomiczne. W projekcie rozważane są przede wszystkim czynniki organizacyjne, czyli takie które poprzez zmiany organizacji systemu nadzoru nad jakością dostaw energii elektrycznej poprawią ogólnie mówiąc jej jakość, widzianą w aspekcie 4 obszarów podlegających badaniom.



Tabela 8-1

**Harmonogram działań**

<b>Etap</b>	<b>Zadanie</b>	<b>Data rozpoczęcia</b>
I	Opracowanie z udziałem regulatora na podstawie raportu zaleceń dla przedsiębiorstw energetycznych w celu ich właściwego przygotowania do badań benchmarkingowych.	I kwartał 2010
II	Publikacja i upowszechnienie w prasie fachowej skrótu raportu i wniosków z przeprowadzonych badań w celu podniesienia świadomości i wiedzy o funkcjonowaniu rynku energii i jego stanu.	I-II kwartał 2010
III	Opracowanie ankiet benchmarkingowych wraz z instrukcjami uwzględniających wnioski i rezultaty I Raportu benchmarkingowego.	II kwartał 2010
IV	Konsultacja ankiet benchmarkingowych z regulatorem i spółkami energetycznymi.	II kwartał 2010
V	Opracowanie propozycji nowelizacji zapisów Rozporządzenia Systemowego oraz instrukcji ruchu i eksploatacji pod kątem badań benchmarkingowych.	III kwartał 2010
VI	Konsultacje propozycji zmian Rozporządzenia Systemowego z przedsiębiorstwami energetycznymi.	III kwartał 2010
VII	Wprowadzenie zmian w Rozporządzeniu Systemowym.	III-IV kwartał 2010
VIII	Promocja instrumentów stymulujących poprawę jakości dostaw energii.	IV kwartał 2010
IX	Uruchomienie przez regulatora doradztwa benchmarkingowego dla spółek energetycznych w ramach prowadzonej strony www.	IV kwartał 2010
X	Przeprowadzenie II badania benchmarkingowego	rok 2011

Zaproponowany harmonogram powinien wpisać się w cykliczność europejskich raportów benchmarkingowych, tak aby zapewnić w kolejnej jego edycji dane o znacznym stopniu ufności. Tak więc proponowane terminy podane w harmonogramie należy traktować w sposób elastyczny, gdyż dodatkowo muszą zostać skorelowane z możliwymi do pozyskania środkami. Niezmiernie ważna jest natomiast cykliczność zbierania danych przez operatorów – dane te zbierane i archiwizowane powinny być corocznie.

Zaproponowane działania mają na celu uzyskanie lepszych wyników mniejszym nakładem pracy. Celowi temu mają służyć zarówno zmiany w obowiązujących dokumentach zgodne ze standardami europejskimi jak i inicjacja procesu automatyzacji zbierania danych z wprowadzeniem mechanizmu audytu zapewniającego ich wiarygodność. Mechanizm





stymulujący generowany w wyniku prowadzenia analiz porównawczych tylko wówczas prawidłowo funkcjonuje jeśli działania te mają charakter systematyczny.

Upowszechnienie wiedzy dotyczącej raportu ma już miejsce poprzez publikacje autorów raportu (Biuletyn Branżowy „Energia Elektryczna” nr 9/2009, materiały konferencji PTPiREE „Jakość energii elektrycznej w sieciach elektroenergetycznych w Polsce w tym wymagania jakościowe obsługi odbiorców” ) – dodatkowo dla umocnienia rezultatów projektu i uzyskania trwałości jego efektów istotne jest również planowane przez autorów opracowanie książki popularyzującej wiedzę na temat jakości dostaw energii elektrycznej.

## **9 Instrumenty stymulujące poprawę jakości dostaw energii elektrycznej**

Narastająca świadomość zagadnień związanych z jakością dostaw energii elektrycznej stanowi jeden z podstawowych warunków jej poprawy. Aby ten cel osiągnąć należy podejmować wszelkie działania, które w sposób przystępny zaprezentują tą tematykę. Przykładowym rozwiązaniem może być konferencja zorganizowana przez Polskie Towarzystwo Przesyłu i Rozdziału Energii Elektrycznej pt. „Jakość energii elektrycznej w sieciach elektroenergetycznych w Polsce w tym wymagania jakościowe obsługi odbiorców”. Konferencja zorganizowana w dniach 18-19 czerwca 2009r. w miejscowości Ryn koło Giżycka z inicjatywy Urzędu Regulacji Energetyki i zespołu realizującego niniejszy projekt została w znacznej części poświęcona zagadnieniom związanym z projektem – można by nawet powiedzieć, że została przez tą tematykę zdominowana. Liczny udział przedstawicieli spółek energetycznych a także pracowników uczelni sprawił, że przekaz dotarł do odpowiednich osób i we właściwe miejsce. W scenariusz ten wpisuje się również spotkanie zorganizowane dla respondentów ankiety badawczej, które zostało zrealizowane w siedzibie Urzędu Regulacji Energetyki. Działalność propagująca zagadnienia jakości dostaw energii elektrycznej powinna być realizowana w sposób metodyczny z inicjatywy Regulatora.

Dalsza liberalizacja rynku energii pod kontrolą regulatora oraz wzrost świadomości i oczekiwań odbiorców, co do jakości dostaw energii spowoduje upowszechnienie marginalnie obecnie stosowanych umów jakościowych na dostawę energii elektrycznej.

Warto zwrócić uwagę na kolejny z instrumentów stymulujących poprawę jakości dostaw energii elektrycznej. Dotyczy on wyłącznie wybranych grup odbiorców. Dla każdej grupy użytkowników energii elektrycznej istnieje inna hierarchia ważności jej parametrów





jakościowych, których wartości powinny być bezwzględnie dotrzymane. Znaczna wrażliwość urządzeń elektronicznych na parametry napięcia zasilającego sprawia, że wielkości te są szczególnie ważne dla odbiorców użytkujących tego typu urządzenia. Problem ten dotyka więc sektora bankowego, informatycznego, firm działających w obszarach nowoczesnej technologii (high-tech) a także gospodarstwa domowe oraz małe przedsiębiorstwa. Typowe urządzenia przemysłowe, projektowane z natury dla gorszych warunków pracy, są generalnie bardziej odporne na zmiany parametrów napięcia zasilającego. Urządzenia te wywierają jednocześnie znaczący wpływ na zmianę tych parametrów (napędy falownikowe, kondensatory bocznikujące, inne odbiorniki nieliniowe). Rozwiązaniem, dla wybranej grupy firm, może być tworzenie Parków Jakości Energii. Propozycja zrealizowania tego typu projektu w Polsce zainicjowana została przez Krajową Agencję Poszanowania Energii (KAPE) w oparciu o doświadczenia Electric Power Research Institute (EPRI) z Palo Alto w Kalifornii. Parki Jakości Energii (PJE) mogłyby powstawać na terenach spółek dystrybucyjnych lub na terenach Specjalnych Stref Ekonomicznych i/lub Parków Naukowo-Technologicznych. Wydaje się, że optymalną lokalizacją PJE są Specjalne Strefy Ekonomiczne. Powstanie w ramach takiej strefy Parku Jakości Energii zapewniłoby warunki zasilania odpowiednie dla firm wymagających zapewnienia innych (różnych od standardowych) parametrów jakości dostaw energii elektrycznej. Poprzez zastosowanie środków technicznych PJE zapewniałby stabilne parametry energii elektrycznej (wartość napięcia, zmiany napięcia, częstotliwość, zawartość harmonicznych, itp.). Zapewnienie jakości energii elektrycznej o określonych parametrach na obszarze PJE zapewniłoby inwestorów z technologiami o znacznej wrażliwości na wszelkie zmiany parametrów prądu elektrycznego. Korzyści jakie płyną z utworzenia PJE to powstanie nowych i nowoczesnych miejsc pracy.

Kolejnym instrumentem stymulującym poprawę jakości dostaw energii elektrycznej są opisane w rozdziale 3 Raportu badania benchmarkingowe. Znaczenia tego instrumentu jako stymulatora poprawy jakości dostaw energii elektrycznej nie da się pominąć. Jedynie wykonanie analiz porównawczych oraz rosnąca świadomość odbiorców umożliwi zainicjowanie działań realizujących poprawę jakości dostaw energii elektrycznej. Publikacja analiz benchmarkingowych będąc zadaniem regulatora stanowi warunek „sine qua non” uzyskania pozytywnych efektów z przeprowadzanych analiz porównawczych. Benchmarking daje operatorom wartości referencyjne określające cele do osiągnięcia w zakresie biznesowego zarządzania.



## 10 LITERATURA

1. Ajodhia V., Franken B.: Regulation of voltage quality, KEMA Consulting, Arnhem, February, 2007.
2. 3<sup>rd</sup> Benchmarking Report on Quality of Electricity Supply, CEER, Dec. 2005.
3. 4<sup>th</sup> Benchmarking Report on Quality of Electricity Supply. CEER, Oct. 2008.
4. *Council Directive 85/374 on the approximation of the laws of the Member States relating to the liability for defective products*, Official Journal of 07.08.1985.
5. Custom Power – state of art. Working Group 14.31, CIGRE)
6. EN 50160: 2007 Voltage characteristics of electricity supplied by public distribution networks.
7. EN 50160: 2008 Voltage characteristics of electricity supplied by public distribution networks. (materiały robocze).
8. *Engineering Recommendation: ER P28 – Planning limits for voltage fluctuations caused by industrial, commercial and domestic equipment in the UK; ER P29 – Planning limits for voltage imbalance in the UK; ER G5/4 – Harmonics limits and regulations* (BS EN 61000-4-7).
9. Espegren N.M.: *Quality regulation experiences in Norwegian distribution grids*. Transmission and Distribution Europe, Prague 6-8 March 2007.
10. PN EN 61400-21: Turbozespoły wiatrowe - Pomiar i ocena parametrów jakości energii siłowni wiatrowych przyłączonych do sieci
11. *Guidance on the electricity safety, quality and continuity*, Regulations 2005, 23 May 2005 v4 – Engineering Inspectorate, Department of Trade and Industry, UK.
12. *Guaranteed standards of performance for electricity distribution companies in England, Scotland & Wales*, June 2006-ENA, UK.
13. IEC 61000-3-6: Assessment of emission limits for distorting loads in MV and HV power systems.
14. IEC 61000-3-7: Assessment of emission limits for fluctuating loads in MV and HV power systems.
15. Incentives and penalties for electrical power quality under performance based regulations. EPRI Solution Inc. Nov. 2005.
16. Keller K., Franken B.F.C.: *Quality of supply and market regulation: survey within Europe*, KEMA Consulting, Arnhem, December, 2006.
17. Sand K., Samdal K., Seljseth H.: *Quality of supply regulation – status and trends*. SINTEF Energy Research.
18. *NER directive on power quality – a regulatory framework for the management of power quality in South Africa*, National Electricity Regulator, South Africa, March 2002.
19. NRS 048-2: *Electricity supply – Quality of supply. Part 2: Voltage characteristics, compatibility levels, limits and assessment methods*. Published in Republic of South Africa by the South African Bureau of Standards, <http://www.sabs.co.za>.
20. NRS 048-4: *Electricity supply – quality of supply. Part 4: Application guidelines for utilities*. Published in Republic of South Africa by the South African Bureau of Standards, <http://www.sabs.co.za>.



21. PN EN 61000-4-30: Kompatybilność elektromagnetyczna (EMC). Metody badań i pomiarów. Metody pomiaru jakości energii.
22. *Quality of electricity supply- comparative survey*, Energy Regulatory Regional Association, Hungary, April 2004.
23. Power quality in European Electricity Supply Networks – 2<sup>nd</sup> edition. Network of Experts for Standardisation. EUROELECTRIC, Nov. 2003.
24. *PQ regulation in different countries*. Laborelec 2006.
25. Quality of Electrical Supply: *Initial Benchmarking on actual levels, standards and regulatory strategies*, CEER, April 2001.
26. Robert A.: Quality issues for system operators with special reference to European regulators. Power Quality and EMC in Power Systems. Colloquium CTU Prague, Sept. 28, 2001.
27. Rozporządzenie Ministra Gospodarki z dnia 4 maja 2007 r. w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu elektroenergetycznego, Dziennik Ustaw Nr 93 z dnia 29 maja 2007 r.
28. Rozporządzenie Ministra Gospodarki z dnia 2 lipca 2007 r. w sprawie szczegółowych zasad kształtowania i kalkulacji taryf oraz rozliczeń w obrocie energią elektryczną. (Dz. U. z dnia 18 lipca 2007 r. Nr 128, poz..895)
29. Sand K., Sambal K., Seljeseth H.: Quality of supply regulation – status and trends. SINTEF Energy Research
30. *Towards voltage quality regulation in Europe*. An ERGEG conclusions paper. E07-EQS-15-03, 18 July 2007.

# 11 Załączniki.

## 11.1 Załącznik A

Tablica A-1. Podsumowanie standardu EN 50160 [6,7] oraz Rozporządzenia Systemowego [27]

	EN 50160: 2007		Rozporządzenie Ministra Gospodarki z dnia 4 maja 2007 r. w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu elektroenergetycznego, Dziennik Ustaw Nr 93 z dnia 29 maja 2007 r	
Wielkość	nN	SN	SN	WN
Częstotliwość	49,5-50,5Hz (99,5% roku) lub 47-52Hz (cały rok)	49,5-50,5Hz (99,5% roku) lub 47-52Hz (cały rok)	50 Hz $\pm 1$ % (od 49,5 Hz do 50,5 Hz) przez 99,5 % tygodnia, 50 Hz $+4$ % / $-6$ % (od 47 Hz do 52 Hz) przez 100 % tygodnia;	50 Hz $\pm 1$ % (od 49,5 Hz do 50,5 Hz) przez 99,5 % tygodnia, 50 Hz $+4$ % / $-6$ % (od 47 Hz do 52 Hz) przez 100 % tygodnia;
Wartość napięcia	$U_n \pm 10\%$ (95% tygodnia, 10 min., rms) $U_n \pm 10/-15\%$ (100% tygodnia, 10 min., rms)	$U_c \pm 10\%$ (95% tygodnia, 10 min., rms)	$\pm 10$ % napięcia znamionowego dla sieci o napięciu (przez 95 % czasu każdego tygodnia, ze zbioru 10-minutowych średnich wartości skutecznych napięcia)	$\pm 10$ % napięcia znamionowego dla sieci o napięciu znamionowym 110 kV i 220 kV, $+5$ % / $-10$ % napięcia znamionowego dla sieci o napięciu znamionowym 400 kV; (przez 95 % czasu każdego tygodnia, ze zbioru 10-minutowych średnich wartości skutecznych napięcia)
Wahania napięcia	$+5\%$ do $+10\%$ kilka razy w ciągu dnia Flikier: $Plt \leq 1$ (95% tygodnia)	$+4\%$ do $6\%$ kilka razy w ciągu dnia Flikier: $Plt \leq 1$ (95% tygodnia)	przez 95 % czasu każdego tygodnia, wskaźnik długookresowego migotania światła a $Plt$ spowodowanego wahaniami napięcia zasilającego nie powinien być większy od 1;	przez 95 % czasu każdego tygodnia, wskaźnik długookresowego migotania światła a $Plt$ spowodowanego wahaniami napięcia zasilającego nie powinien być większy od 0,8;
Asymetria	$U_- \leq 2\%$ (95% tygodnia, 10 min. rms) 3% na pewnych obszarach	$U_- \leq 2\%$ (95% tygodnia, 10 min. rms) 3% na pewnych obszarach	w ciągu każdego tygodnia 95 % ze zbioru 10-minutowych średnich wartości skutecznych składowej symetrycznej kolejności przeciwnej napięcia zasilającego powinno mieścić się w przedziale od 0 % do 1 % wartości składowej kolejności zgodnej,	w ciągu każdego tygodnia 95 % ze zbioru 10-minutowych średnich wartości skutecznych składowej symetrycznej kolejności przeciwnej napięcia zasilającego powinno mieścić się w przedziale od 0 % do 1 % wartości składowej kolejności zgodnej,
Harmoniczne napięcia	$U_3 \leq 5\%$ $U_5 \leq 6\%$ $U_7 \leq 5\%$ $U_{11} \leq 3,5\%$ $U_{13} \leq 3\%$ THD $\leq 8\%$ (95% tygodnia, 10 min. rms)	$U_3 \leq 5\%$ $U_5 \leq 6\%$ $U_7 \leq 5\%$ $U_{11} \leq 3,5\%$ $U_{13} \leq 3\%$ THD $\leq 8\%$ (95% tygodnia, 10 min. rms)	$U_3 \leq 5\%$ $U_5 \leq 6\%$ $U_7 \leq 5\%$ $U_{11} \leq 3,5\%$ $U_{13} \leq 3\%$ THD $\leq 8\%$ (95% tygodnia, 10 min. rms)	$U_3 \leq 2\%$ $U_5 \leq 2\%$ $U_7 \leq 2\%$ $U_{11} \leq 1,5\%$ $U_{13} \leq 1,5\%$ THD $\leq 3\%$ (95% tygodnia, 10 min. rms)
Zapady napięcia	wskazania: od kilkudziesięciu do tysiąca	wskazania: od kilkudziesięciu do tysiąca		

Krótkie przerwy	wskazania: od kilkudziesięciu do kilkaset	wskazania: od kilkudziesięciu do kilkaset		
Długie przerwy	wskazania: (powyżej 3 min.) roczna częstotliwość 10–50 w zależności od obszaru	wskazania: (powyżej 3 min.) roczna częstotliwość 10–50 w zależności od obszaru		

## 11.2 Załącznik B.

Tablica B-1. Jakość napięcia: porównanie obecnych regulacji

	Włochy	Holandia	Norwegia	Portugalia	Hiszpania	Wielka Brytania
Czy jakość napięcia jest częścią regulacji?	tak	tak	nie	tak	tak	tak
Czy jakość napięcia jest regulowana na poziomie systemu zasilającego?	tak	tak	nie	tak	nie	tak
Czy jakość napięcia jest regulowana na poziomie indywidualnego odbiorcy?	tak	tak	nie	tak	tak	tak
Czy przewidziane są kary za niespełnienie wymagań norm?	nie	nie	nie	nie	nie	tak
Czy na terenie całego kraju obowiązują jednakowe regulacje jakości napięcia?	tak	tak	tak	tak	tak	tak
Czy jakość napięcia jest (także) regulowana w odniesieniu do regionu lub obszaru?	nie	nie	nie	nie	nie	tak
Czy norma EN 50160 jest obowiązująca lub czy miała wpływ na obowiązujące regulacje państwowe?	nie	tak	nie z wyjątkiem jednego poziomu	tak	tak	nie
Jeżeli tak, dla jakich poziomów napięcia		wszystkie poziomy	22 kV	$\leq 45\text{ kV}$	$\leq 36\text{ kV}$	
Czy jakość napięcia jest także regulowana dla poziomów większych niż 35 kV?	tak częściowo	tak	nie	tak	tak	tak

### 11.3 Załącznik C

Tablica C-1. Wymagania dotyczące jakości zasilania stosowane w przykładowych krajach Europy, różne od postanowień normy EN 50160:2007<sup>46</sup>

Kraj	Zmiany wartości napięcia	Szybkie zmiany napięcia	Wahania napięcia	Zapady napięcia	Dorywcze (chwilowe) lub przejściowe wzrosty napięcia	Asymetria napięcia	Odkształcenie harmoniczne napięcia	Interharmoniczne napięcia	Sygnal napięciowy do transmisji informacji nałożony na napięcie zasilające
Francja	nN: +6/-10% (decree) SN: $\pm 5\%U_c$ przez 100% czasu pomiaru $U_c$ musi być zawarte w przedziale $\pm 5\%U_N$ przez 100% czasu pomiaru (sa to postanowienia kontraktu) Gwarancje poza kontraktem dotyczą przedziału $\pm 10\%U_N$ dla wartości 10. minutowych T: 63, 90 kV; $U_c = U_N \pm 6\%$ $U_f = U_c \pm 8\%$ 225 kV: $U_c = 200/245$ kV $U_f = 200/245$ kV $U_c = 380/420$ kV $U_f = 380/430$ kV +10% T – 6%	EN E50160	EN E50160	Uwzględniane są tylko zapady napięcia o amplitudzie większej niż 30% i dłuższe niż 600 ms; Poziomy kontraktowe zależne od lokalnych warunków (nie może być więcej niż 5 zapadów w roku) T: Liczba zapadów ustalana na drodze kontraktu (5 zapadów w roku) Wartość progowa pomiędzy przerwą i zapadem wynosi 8% napięcia kontraktowego.	nN, SN, T: $P_L \leq 1$	nN, SN, T: $t_{as} \leq 2\%$ (średnia wartość asymetrii)	SN: Wartości indywidualnych harmonicznych napięcia i THD nie powinny przekraczać poziomów podanych w Tabeli 1 <sup>1</sup> T: Wartości harmonicznych napięcia mniejsza niż poziomy podane w Tabeli 1 <sup>1</sup>	nN, SN, T: nie (brak regulacji?)	nN, SN, T: nie (brak regulacji?)
Wielka Brytania*		EN E50160	EN E50160	EN E50160	EN E50160	EN E50160	EN E50160	EN E50160	EN E50160

<sup>46</sup> 3<sup>rd</sup> Benchmarking Report on Quality of Electricity Supply – C05-QOS-0103, Dec. 2005.

Węgry	nN: ±7,5%, wartości średnie 10. minitowe przez 95%, oraz przez 100% w przedziale ±10%U <sub>N</sub> Dla nN max 115% w czasie 1 min	EN E50160	EN E50160	EN E50160	EN E50160	EN E50160	EN E50160	EN E50160	EN E50160
Norwegia	Skuteczna wartość napięcia w przedziale ±10% U <sub>N</sub> (wartość uśredniona w czasie 1 min w punktach przyłączeniowych w sieciach nN; przez 100% czasu pomiaru)	Wartości graniczne dla liczby szybkich zmian napięcia z zgodnie z Tabelą 2 <sup>1</sup>	Wartości graniczne dla współczynników wahań napięcia zgodnie z Tabelą 3 <sup>1</sup>	The Norwegian Water Resources and Energy Directorate może zażądać zmniejszenia liczby zapadów liczby zmniejszenia	NVE może zażądać zmniejszenia liczby dorywczych lub przejściowych wzrostów napięcia	2% w punktach przyłączenia na wszystkich poziomach napięcia, jako mierzone w czasie wartość średnia w czasie 10 min.	Wartości graniczne indywidualnych harmonicznych napięcia i współczynnik THD uśredniane w czasie 10 min (Tabela 4) <sup>1</sup>	Wartości graniczne określone przez The Norwegian Water Resources and Energy Directorate	Wartości graniczne określone przez The Norwegian Water Resources and Energy Directorate
Portugalia	nN i SN: EN E50160 WN i NN (CP95): Quality of Service Code U <sub>C</sub> =U <sub>N</sub> ±7% i U <sub>I</sub> =U <sub>C</sub> ±5% przez 95%	U <sub>I</sub> =U <sub>C</sub> ±8%	nN i SN: U <sub>I</sub> =U <sub>C</sub> ±8% WN i NN: P <sub>s</sub> ≤1	Obowiązkowy monitoring na każdym poziomie napięcia	EN E50160	Na każdym poziomie napięcia (także WN i NN) obowiązuje norma EN E50160	nN i SN: EN E50160 WN i NN: Tabela 5 <sup>1</sup>	brak regulacji	brak regulacji
Hiszpania	nN i SN: Max. zmiany wartości napięcia na zaciśkach odbiorcy powinny być zawarte w przedziale ±7% U <sub>C</sub> przez 95%	EN E50160	EN E50160	EN E50160	EN E50160	EN E50160	EN E50160	EN E50160	EN E50160
Holandia	nN i SN: 95% w przedziale ±10%U <sub>N</sub> oraz w przedziale +10/- 15% przez 100%								

## 11.4 Załącznik D.

Tablica D-1. Porównanie postanowień normy EN E50160: 2007 i regulacji norweskich

nN

Wielkość normalizowana	EN E50160: 2007	Regulacje norweskie
Częstotliwość	50 Hz $\pm$ 1% (99,5 roku) 50 Hz +4/-6% (100% roku)	50 Hz $\pm$ 0,2%, w normalnych warunkach pracy
Zmiany wartości napięcia	230 V $\pm$ 10% (CP95) 230 V +10/-15%	230 V $\pm$ 10 % (dla wartość średnich 1. minutowych)
Szybkie zmiany napięcia	Generalnie < 5% W szczególnych przypadkach do 10 % kilka razy w ciągu doby.	$\leq 1$ (w ciągu doby) – do 10% < 24 (w ciągu doby) – do 5% $\geq 24$ (w ciągu doby) – do 3%
Wahania napięcia	$P_{lt} \leq 1$ (CP95)	$P_{st} \leq 1,2$ (CP95) $P_{lt} \leq 1$ (100% tygodnia)
Zapady napięcia	Od kilkudziesięciu do jednego tysiąca	Brak ograniczenia ( <sup>1</sup> )
Krótkie przerwy	Od kilkudziesięciu do kilkuset	Brak ograniczenia ( <sup>1</sup> )
Długie przerwy	Od mniej niż 10 do 50	Brak ograniczenia ( <sup>1</sup> )
Wzrosty napięcia pomiędzy przewodem i ziemią	< 1,5 kV	Brak ograniczenia Dotyczy także napięć międzyfazowych ( <sup>1</sup> )
Przebiegi przejściowe	Generalnie mniejsze niż 6 kV (wartość szczytowa)	Brak ograniczenia ( <sup>1</sup> )
Asymetria napięcia	< 2 % (CP95) < 3 % (na pewnym obszarze)	< 2 % (wartości średnie 10. minutowe)
Harmoniczne napięcia	THD < 8% (wartości średnie 10. minutowe) (CP95?)  Tabela 2 (CP95)	THD < 8% (wartości średnie 10. minutowe) THD < 5% (wartość średnia w ciągu tygodnia)  Taka sama tabela jak w EN E50160, lecz w odniesieniu do wszystkich wartości 10. minutowych (100%)  Dodatkowo: 1,5 % $U_N > 25$ (nie „potrójne”) 0,5 % $U_N > 15$ („potrójne”) 0,5 % $U_N > 6$ (parzyste)
Interharmoniczne	Brak ograniczenia	Brak ograniczenia, lecz NVE może ustalić wartości graniczne
Sygnał napięciowy do transmisji informacji nałożony na napięcie zasilające	Wartości graniczne zgodnie z rysunkiem 1 (99% dnia)	Brak ograniczenia, lecz NVE może ustalić wartości graniczne



## SN

Wielkość normalizowana	EN E50160: 2007	Regulacje norweskie
Częstotliwość	50 Hz $\pm$ 1% (99,5 roku) 50 Hz +4/-6% (100% roku)	50 Hz $\pm$ 0,2%, w normalnych warunkach pracy
Zmiany wartości napięcia	$U_C \pm 10\%$ (CP95)	Brak ograniczenia
Szybkie zmiany napięcia	Generalnie < 4% Do 6 %	$\leq 1$ (w ciągu dnia) - 6% < 24 (w ciągu dnia) - 4% $\geq 24$ (w ciągu dnia) - 3% <sup>(4)</sup>
Wahania napięcia	$P_{lt} \leq 1$ (CP95)	$P_{st} \leq 1,2$ (CP95) $P_{lt} \leq 1$ (100% tygodnia)
Zapady napięcia	Od kilkudziesięciu do jednego tysiąca	Brak ograniczenia <sup>(1)</sup> <sup>(4)</sup>
Krótkie przerwy	Od kilkudziesięciu do kilkuset	Brak ograniczenia <sup>(1)</sup> <sup>(3)</sup>
Długie przerwy	Od mniej niż 10 do 50	Brak ograniczenia <sup>(1)</sup> <sup>(2)</sup> <sup>(3)</sup>
Chwilowe wzrosty napięcia pomiędzy przewodem i ziemią	Generalnie < 1,7 $U_C$ (sieci z uziemionym punktem neutralnym) Generalnie < 2,0 $U_C$ (sieci izolowane)	Brak ograniczenia <sup>(1)</sup> <sup>(4)</sup> Dotyczy także napięć międzyfazowych
Przebiegi przejściowe	Brak wartości	Brak ograniczenia <sup>(1)</sup>
Asymetria napięcia	< 2 % (CP95) < 3 % (na pewnym obszarze)	< 2 % (wartości średnie 10. minutowe)
Harmoniczne napięcia	THD < 8% (CP95?)  Tabela 2 (CP95)	THD < 8% (wartości średnie 10. minutowe) THD < 5% (wartość średnia w ciągu tygodnia)  Taka sama tabela jak w EN E50160, lecz w odniesieniu do wszystkich wartości 10. minutowych.  Dodatkowo: 1,0 % $U_N > 25$ (nie „potrójne”) 0,5 % $U_N > 15$ („potrójne”) 0,5 % $U_N > 6$ (parzyste)
Interharmoniczne	Brak ograniczenia	Brak ograniczenia, lecz NVE może ustalić wartości graniczne
Sygnał napięciowy do transmisji informacji nałożony na napięcie zasilające	Wartości graniczne zgodnie z rysunkiem 2 (99% dnia)	Brak ograniczenia, lecz NVE może ustalić wartości graniczne

<sup>(1)</sup> - NVE może nakazać zmniejszenie wymagań lub konsekwencji tego zaburzenia

<sup>(2)</sup> - regulacja z bodźcami finansowymi

<sup>(3)</sup> - przedsiębiorstwa sieciowe są zobowiązane do gromadzenia danych i przygotowywania raportu dla NVE

<sup>(4)</sup> - przedsiębiorstwa sieciowe są zobowiązane mierzyć ten wskaźnik w sposób ciągły