



## OCENA JAKOŚCI ENERGII ELEKTRYCZNEJ W SIECIACH PRZEMYSŁOWYCH

dr inż. Edward Musiał

*Energia elektryczna to przedmiot rozważań z różnych punktów widzenia. Można ją rozpatrywać m.in. jako produkt i jako towar, czyli przedmiot transakcji zakupu i sprzedaży. Podobnie jak w przypadku innych towarów, przedmiotem transakcji powinny być zarówno ilość, jak i parametry jakościowe produktu. W warunkach rynku konkurencyjnego, przy większych kontraktach parametry jakościowe energii powinny być negocjowane przez zainteresowane strony, przy czym wyższa jakość może mieć wyższą cenę. Na rynku producenta, od którego odchodzimy, nabywca z konieczności akceptował zastane parametry jakościowe energii, w tym restrykcyjne wyłączenia i celowe zaniżanie napięcia, a nawet zaniżanie częstotliwości, dla zmniejszenia zapotrzebowania na moc.*

*W porównaniu z innymi towarami, energia elektryczna ma co najmniej dwie osobliwości. Po pierwsze, w każdej chwili jej produkcja musi być równa zapotrzebowaniu, bo nie daje się ona magazynować bezpośrednio, w postaci czystej, w postaci właśnie energii elektrycznej. Po drugie, duży wpływ na jakość energii, duży udział w degradacji tej jakości, mają odbiorcy energii. To głównie odbiorcy generują wahania napięcia, powodując odkształcenia harmoniczne krzywej napięcia i niektóre inne zaburzenia jej przebiegu.*

### 1. POJĘCIE JAKOŚCI ENERGII ELEKTRYCZNEJ

Wzorcowa jakość energii elektrycznej polega na tym, że w miejscu obserwacji występuje, i to nieprzerwanie, krzywa napięcia dokładnie sinusoidalna, o częstotliwości znamionowej i o wartości skutecznej równej napięciu znamionowemu. Umownym miejscem obserwacji jest zwykle miejsce dostarczania energii, ale oczywiście sprawą najważniejszą jest jakość energii na zaciskach odbiorników. Opisany stan idealny jest w praktyce nieosiągalny i z konieczności jakość energii elektrycznej uważa się za zadowalającą dla określonego odbiorcy, jeżeli odchylenia od wzorcowej jakości nie są dla niego dotkliwe.

Wszelkie odstępstwa od wspomnianego stanu idealnego bada się i ocenia, opisuje ich przyczyny oraz skutki i w ten sposób tworzy się **kryteria oceny jakości energii elektrycznej** (ang. *electric power quality indices*), czyli cechy jakościowe energii dostarczanej klientom w warunkach normalnej pracy sieci przesyłowej i/lub rozdzielczej. Poszczególne cechy opisujące jakość energii trzeba odpowiednio zdefiniować i nazwać oraz jednoznacznie określić zasady ich pomiaru i/lub obliczania [1, 4, 7, 9, 10, 11, 12, 13, 14, 15, 16]. Cechy te muszą bowiem być mierzalne, aby można było rozstrzygać ewentualne spory między operatorem sieci a odbiorcą energii. Poza prostymi miernikami i analizatorami do pomiaru pojedynczych wskaźników jakości energii, są dostępne mikroprocesorowe mierniki umożliwiające jednoczesny pomiar niemal wszystkich niżej omówionych parametrów jakości energii oraz wyświetlanie nie tylko ich wartości, ale również przetwarzanie wyników i podawanie wartości różnych wskaźników syntetycznych.

Potrzebne są wskazówki wyjaśniające, jak dochodzi do degradacji określonych parametrów jakościowych energii i jak tej degradacji można przeciwdziałać bądź ograniczać jej skutki. Przez analogię do zanieczyszczania środowiska w niektórych językach obcych mówi się o *zanieczyszczaniu napięcia* (niem. *Spannungsverschmutzung*, franc. *pollution de la tension*) albo o *zanieczyszczaniu sieci* (niem. *Verschmutzung des Netzes*, franc. *pollution du réseau*).

Z upływem czasu pojawia się coraz więcej odbiorników i całych instalacji bardzo wrażliwych na degradację jakości energii i zarazem coraz więcej takich, które generują zakłócenia [2, 4]. Jeśli te problemy nie są dostrzegane z dużym wyprzedzeniem przy projektowaniu pojedynczych instalacji i obiektów, ale również przy planowaniu rozwoju sieci, to grożą kosztowne komplikacje podczas użytkowania urządzeń.

Kto zamierza uruchomić proces technologiczny zagrażający środowisku, ten musi ponieść dodatkowe koszty na środki techniczne i organizacyjne ograniczające zagrożenia do poziomu możliwego do zaakceptowania. Podobne rozumowanie można odnieść do *zanieczyszczania sieci* i zapewne w przyszłości będzie ono bezwzględnie egzekwowane: kto zamierza przyłączyć dużej mocy odbiorniki niespokojne, nieliniowe bądź w inny sposób degradujące jakość napięcia w miejscu przyłączenia do wspólnej sieci (ang. PCC – *point of common coupling*), ten musi ponieść dodatkowe koszty inwestycyjne (50÷400 €/kVA) na środki techniczne ograniczające tę degradację do poziomu możliwego do zaakceptowania. Zmniejszy to atrakcyjność ekonomiczną niektórych urządzeń odbiorczych i ich sterowników.

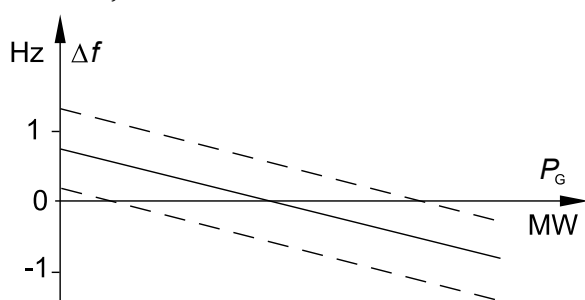
Na jakość energii i w Polsce zwraca się coraz większą uwagę, ale ta problematyka nie jest należycie uporządkowana. Pomiedzy różnymi aktami prawnymi i normami występują rozbieżności terminologiczne i merytoryczne. Ani Rozporządzenie Ministra

Gospodarki z dnia 3 grudnia 1998 r., ani jego nowsza wersja z dnia 25 września 2000 r. [6] nie są zgodne z postanowieniami normy PN-EN 50160:2002 [7]. Sprawę dodatkowo komplikuje obecny proces przechodzenia w sieciach niskonapięciowych z napięcia 220/380 V na napięcie 230/400 V.

## 2. ODCHYLENIA I WAHANIA CZĘSTOTLIWOŚCI

Odchylenie częstotliwości  $\Delta f$  (od wartości znamionowej  $f_n$ ) jest to różnica ( $\Delta f = f - f_n$ ) powstała w wyniku wolno zachodzących zmian częstotliwości. Wahanie częstotliwości natomiast jest to różnica powstała w wyniku zmian szybko zachodzących (decyduje wartość pochodnej  $df/dt$ ), w stanach zakłóceń, np. po awaryjnym ubytku mocy. Odchylenia i wahania częstotliwości w systemie elektroenergetycznym wynikają z trwałego bądź przejściowego **zaburzenia bilansu mocy czynnej**. Są one utrzymywane na niewielkim poziomie przez układy ARCM (automatycznej regulacji częstotliwości i mocy czynnej), a w stanach awaryjnych są ograniczane przez układy SCO (samoczynnego podczęstotliwościowego odciążania).

W stanie ustalonym wartość częstotliwości wynika ze zbilansowania mocy generowanej (wytwarzanej) i mocy odbiorowej (pobieranej), jest określona przez punkt przecięcia częstotliwościowych charakterystyk statycznych mocy generowanej i mocy odbiorowej.

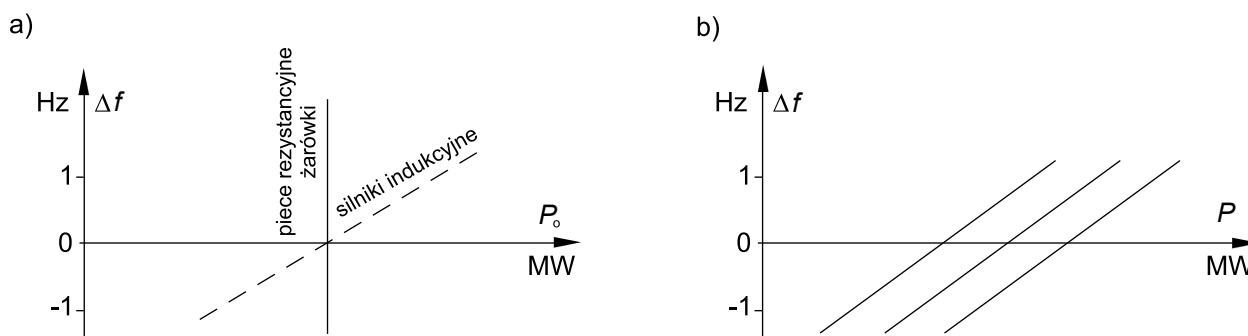


Rys. 1. Częstotliwościowa charakterystyka statyczna mocy generowanej  $P_G$

Częstotliwościowa charakterystyka statyczna mocy generowanej (rys. 1) jest określona przez nastawienie regulatorów turbin. Przy zmniejszeniu częstotliwości o  $\Delta f$  następuje proporcjonalne zwiększenie mocy generowanej o  $\Delta P_G$ :

$$\frac{\Delta f}{\Delta P_G} = -k_G \frac{f_n}{P_{Gn}},$$

gdzie:  $k_G$  – wypadkowy współczynnik statyzmu turbin (regulacji pierwotnej), zależny od rezerwy mocy w wirujących turbinach ( $k_G = 0,02 \div 0,06$ ).



Rys. 2. Częstotliwościowe charakterystyki statyczne mocy odbiorowej  $P_O$ :  
a) dla jednorodnej grupy odbiorników energii elektrycznej; b) dla grupy odbiorników

Dla jednorodnej grupy odbiorników energii elektrycznej moc pobierana jest potęgową funkcją częstotliwości:

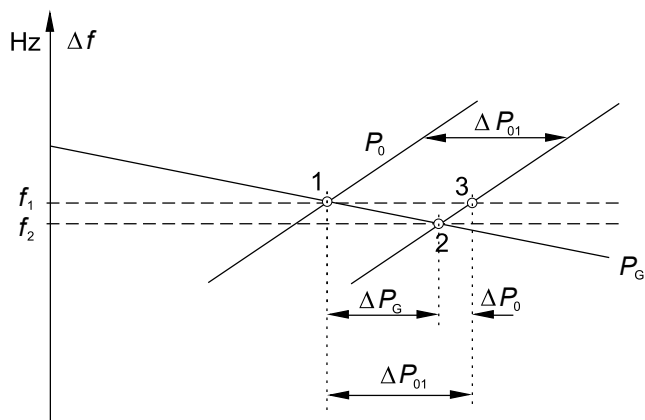
$$P_O = P_{On} \left( \frac{f}{f_n} \right)^\alpha$$

z wykładnikiem potęgowym  $\alpha$  o wartości od zera (żarówki i piece rezystancyjne) do 4 (silniki napędzające pompy odśrodkowe). Wykładnik  $\alpha = 0$  oznacza, że moc pobierana i wydajność urządzenia nie zależą od częstotliwości napięcia zasilającego, a przy wykładniku  $\alpha = 4$  zmniejszenie częstotliwości o 1% oznacza w przybliżeniu zmniejszenie prędkości obrotowej silnika o 1% oraz zmniejszenie pobieranej mocy i zmniejszenie wydajności pompy o 4%.

Rozważając niewielkie zmiany częstotliwości, bo tylko takie występują podczas normalnej pracy systemu, zależność powyższą linearyzuje się, otrzymując **częstotliwościową charakterystykę statyczną mocy odbiorowej**  $P_O$  (rys. 2). Dla dużej grupy odbiorów przy zmniejszeniu częstotliwości o  $\Delta f$  następuje proporcjonalne **zmniejszenie** mocy pobieranej o  $\Delta P_O$ :

$$\frac{\Delta f}{\Delta P_O} = k_O \frac{f_n}{P_{On}},$$

gdzie:  $k_O$  – średni statyzm odbiorów ( $k_O = 0,2 \div 0,5$ ).



Rys. 3. Ilustracja zmian częstotliwości po zwiększeniu mocy odbiorowej o  $\Delta P_{O1}$

Skutki zakłócenia bilansu mocy generowanej i mocy odbiorowej przedstawiono na rys. 3, na przykładzie nagłego wzrostu mocy odbiorowej o  $\Delta P_{O1}$ . Przed wystąpieniem zakłócenia ustalonym punktem pracy był punkt 1 przy częstotliwości  $f_1$  (np. przy częstotliwości znamionowej). Po wystąpieniu zakłócenia przebieg zjawisk jest następujący:

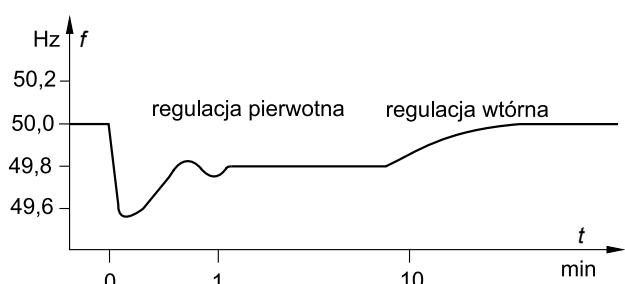
**a)** Punkt pracy przesuwa się z położenia 1 w położenie 2 (do punktu przecięcia częstotliwościowej charakterystyki mocy generowanej z nową charakterystyką mocy odbiorowej) i częstotliwość obniża się od wartości  $f_1$  do wartości  $f_2$ . Moc odbiorowa maleje przy tym o  $\Delta P_O$ , bo obniża się częstotliwość, a moc generowana wzrasta z tego samego powodu o  $\Delta P_G$ . Wobec tego powstały deficyt zostaje solidarnie pokryty ( $\Delta P_{O1} = \Delta P_O + \Delta P_G$ ). Odbywa się to w czasie do 1 min (rys. 4), w sposób niejako naturalny, dzięki opisanemu mechanizmowi **regulacji pierwotnej**. W tym celu statyzm regulatorów turbin w elektrowniach prowadzących powinien mieć zbliżoną wartość z przedziału 4÷5%; oznacza to takie nachylenie charakterystyki  $f(P)$  regulatora, by zmianie mocy wytwarzanej, równej mocy znamionowej zespołu, odpowiadała zmiana częstotliwości odpowiednio o 4÷5%. Szybkość zwiększania mocy wytwarzanej przez zespół powinna być nie mniejsza niż  $2\div6\%P_n/\text{min}$  w elektrowniach cieplnych i  $2\div4\%P_n/\text{s}$  w elektrowniach wodnych.

Solidarne, natychmiastowe pokrywanie deficytu mocy przez statyzm mocy generowanej ( $k_G$ ) i statyzm mocy odbiorowej ( $k_O$ ) pozwala wprowadzić pojęcie średniego **stazyzmu systemu** elektroenergetycznego:

$$k_S = \frac{k_G k_O}{k_G + k_O \frac{P_{Gn}}{P_{On}}}.$$

Odwrotnością statyzmu jest energia regulująca systemu [MW/Hz], która informuje, jakie musiałyby wystąpić saldo bilansu mocy (ubytek mocy w elektrowniach, nagłe zwiększenie lub zmniejszenie mocy pobieranej), aby częstotliwość w systemie zmieniła się o 1 Hz. Energia regulująca wynosi w przybliżeniu:

3000 MW/Hz	wydzielony system polski,
30000 MW/Hz	system UCPTÉ (zachodnioeuropejski),
40000 MW/Hz	połączone systemy UCPTÉ + dawny CENTREL (środkowoeuropejski PL+CS+H+BG) o mocy generowanej 190/300 GW (dolina obciążenia/szczyt obciążenia).



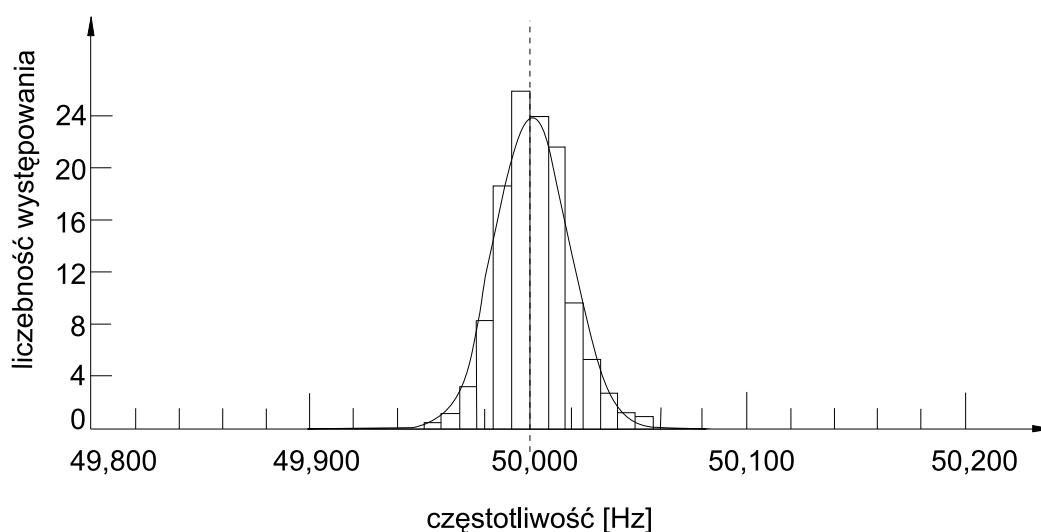
Rys. 4. Wpływ regulacji pierwotnej i regulacji wtórnej na przebieg zmian częstotliwości  $f$  po skokowym wzroście mocy odbiorowej w chwili  $t_0 = 0$

b) W wyniku tzw. **regulacji wtórnej**, w tym korekty nastawienia regulatorów turbin, następuje dalsze zwiększanie mocy wytwarzanej dzięki stałemu utrzymywaniu w systemie pewnej rezerwy mocy: rezerwy wirującej natychmiastowej, rezerwy wirującej krótkoterminowej oraz rezerwy w aktualnie nieczynnych hydrozespołach o małym czasie rozruchu. Proces odbywa się w czasie 10÷15 minut. Punkt pracy przesuwa się z położenia 2 w położenie 3 (rys. 3) i zostaje przywrócona nastawiona częstotliwość  $f_1$  (rys. 4). Warunkiem powodzenia tej operacji jest wystarczający poziom (co najmniej 20%) rezerwy mocy generowanej.

c) Jeśli powyższe zabiegi nie są skuteczne i częstotliwość nadal obniża się, interweniują wielostopniowe układy **samoczynnego podczęstotliwościowego odciążania** SCO, sukcesywnie i z określoną zwłoką odłączając pojedyncze odbiory dużej mocy (tzw. odbiory buforowe, np. piece karbidowe) i grupy odbiorców, poczynając od mniej wrażliwych na przerwy w zasilaniu. Zaniżona częstotliwość zagraża w pierwszym rzędzie napędom potrzeb własnych elektrowni ciepłych; maleje ich wydajność (o 3÷4% na 1% obniżenia częstotliwości) i to w sytuacji, kiedy elektrownie powinny zwiększać moc generowaną. Kryterium zadziałania kolejnych stopni SCO jest wartość chwilowa częstotliwości i jej pochodna w czasie  $df/dt$ . Przykładowe nastawienia w systemie o częstotliwości znamionowej 50 Hz:

Stopień SCO	Częstotliwość Hz	Działanie
-	49,8	ALARM. Uruchamianie dostępnych rezerw mocy generowanej.
1	49,0	Zrzut 10÷15% obciążenia.
2	48,7	Zrzut następnych 10÷15% obciążenia.
3	48,4	Zrzut następnych 15÷20% obciążenia.
4	48,0	Zrzut następnych 15÷20% obciążenia.
5	47,5	Odłączenie elektrowni od systemu, praca wyspowa elektrowni.

Po połączeniu z początkiem roku 1996 polskiego systemu elektroenergetycznego z systemem zachodnioeuropejskim UCPT krajowi odbiorcy odczuwają mniejsze niż poprzednio odchylenia i wahania częstotliwości. Odchylenie standardowe częstotliwości wynosi nie więcej niż  $\sigma_f = 0,03$  Hz; prawdopodobieństwo wystąpienia odchyłeń większych niż  $3\sigma_f$  (0,09 Hz) jest bardzo małe (rys. 5). Kto ma zegar synchroniczny (sterowany częstotliwością sieci), ten jeszcze 10 lat temu niemal codziennie korygował jego wskazania, a dziś może go uważać niemal za wzorzec czasu. Bez trudu są spełnione bardzo łagodne wymagania normy PN-EN 50160:2002. Mianowicie „w normalnych warunkach pracy wartość średnia częstotliwości, mierzonej przez 10 s dla sieci pracujących synchronicznie z systemem elektroenergetycznym powinna być zawarta w przedziale 50 Hz  $\pm 1\%$  (tj. 49,5...50,5 Hz) przez 95% roku, 50 Hz  $+4\% / - 6\%$  (tj. 47...52 Hz) przez 100% czasu,...



Rys. 5. Miesięczny histogram częstotliwości w systemie UCPT (grudzień 1994 r.)

Sytuacja jest inna w wydzielonych sieciach małej mocy, takich jak autonomiczne sieci na wyspach i w osiedlach na bezludziu, instalacje okrętowe [4], instalacje tymczasowe zasilane z przewoźnych zespołów prądowców oraz sieci lub instalacje

stałe zasilane z własnych źródeł energii po awaryjnym odcięciu połączenia z systemem. Należy się wtedy liczyć z większymi odchyleniami częstotliwości (np.  $\pm 2\%$  przez 95% tygodnia) zachodzącymi według przedstawionych prawidłowości. Procedurę „ustalenia skutków zmian częstotliwości sieciowej dla urządzeń, które mogą być podatne zmiany tej częstotliwości” formułuje norma PN-EN 61000-4-28 [15].

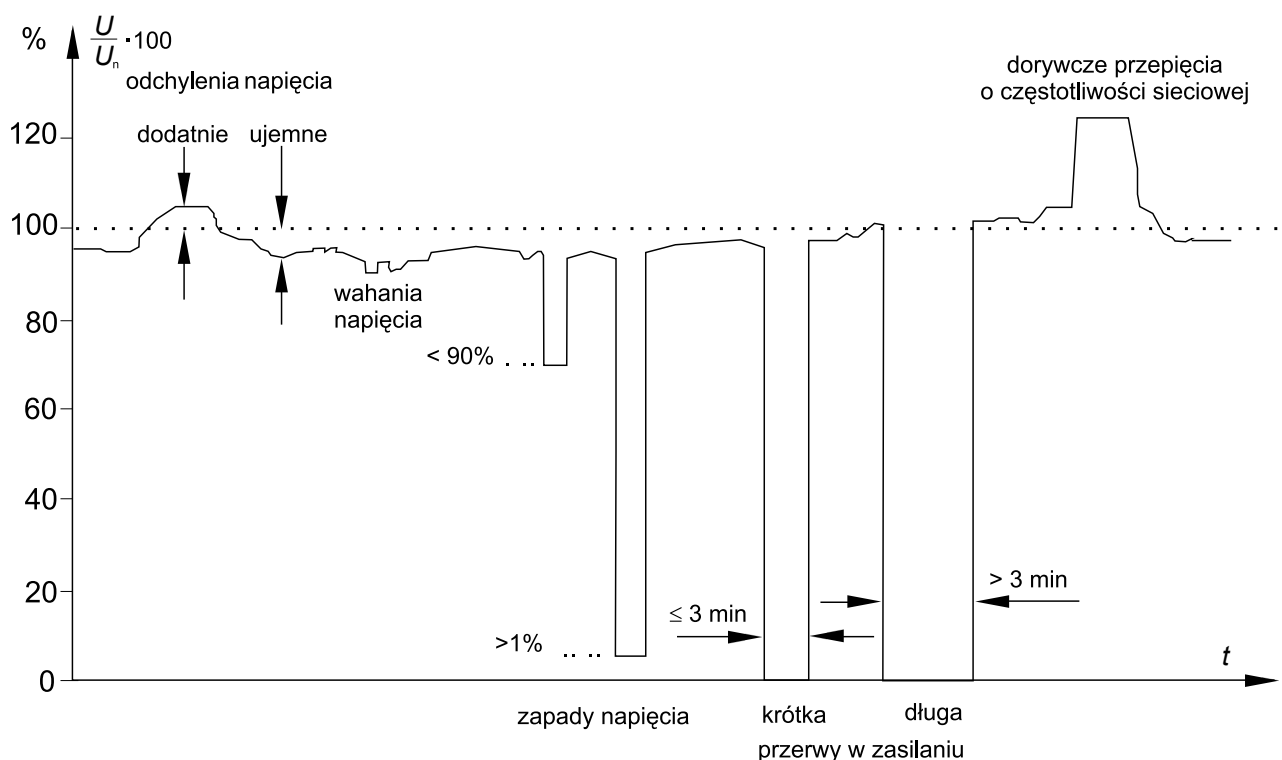
Poza wspomnianym wpływem zmian częstotliwości na moc pobieraną przez urządzenia odbiorcze i ich wydajność, co dotyczy wszelkich urządzeń poza rezystancyjnymi, możliwe są inne konsekwencje, np. rozstrojenie układów rezonansowych (filtry pasywne, przekładniki napięciowe pojemnościowe) oraz zakłócenia w układach sterowania z synchronicznym pomiarem czasu.

### 3. ZABURZENIA POZIOMU NAPIĘCIA

#### 3.1. Wprowadzenie

Szczegółowych kryteriów jakości energii jest wiele i są one zwykle wyliczane jednym tchem, co nie sprzyja ich zrozumieniu. Poza przedstawionymi wyżej odchyleniami i wahaniami częstotliwości pozostałe kryteria można zaliczyć do jednej z dwóch grup, opisujących albo:

- zaburzenia poziomu napięcia (rys. 6), występujące nawet w przypadku idealnie sinusoidalnej krzywej napięcia, albo
- zaburzenia sinusoidalnego kształtu krzywej napięcia.



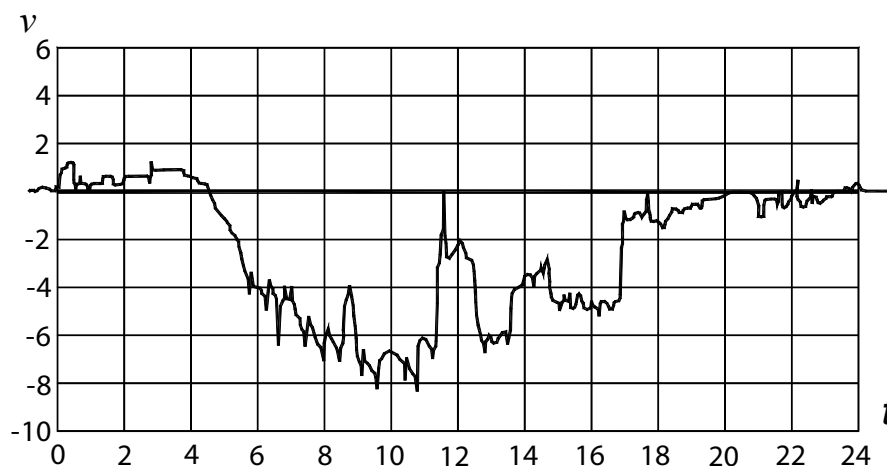
Rys. 6. Zaburzenia poziomu napięcia

#### 3.2. Odchylenia napięcia

Odchylenie napięcia  $v$  jest względną różnicą bieżącej wartości skutecznej napięcia  $U$  i napięcia znamionowego  $U_n$ :

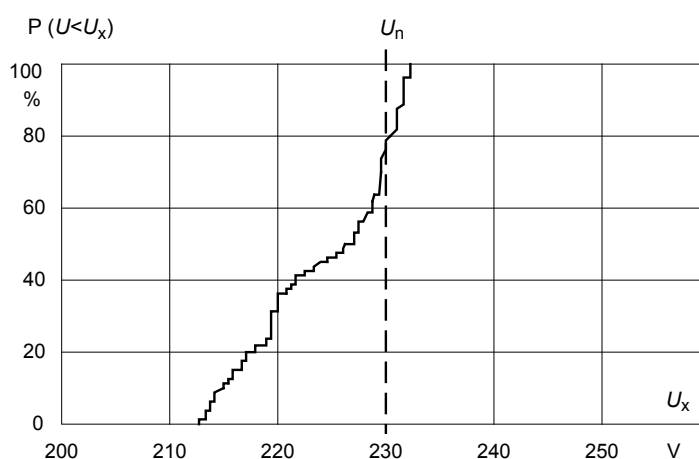
$$v = \frac{U - U_n}{U_n} \cdot 100 \quad [\%],$$

wywołaną powolnymi zmianami poziomu napięcia. Te zmiany napięcia następują z powodu zmiany obciążenia poszczególnych elementów toru zasilania, a zatem zmiany spadku napięcia na ich impedancji oraz zmiany napięć dodatkowych wprowadzanych przez układy regulacji napięcia. Zmianami powolnymi są zmiany napięcia zachodzące nie szybciej niż  $0,02 \cdot U_n/s$  (2% napięcia znamionowego na sekundę), zmiany szybsze kwalifikuje się jako wahania napięcia. Tak to logicznie definiowano do niedawna. Najnowsze normy i przepisy są pod tym względem nieprecyzyjne.



Rys. 7. Przykładowy dobowy przebieg odchylenia napięcia w instalacji odbiorczej (wartości skuteczne z przedziałów 1-minutowych)  
Wyniki rejestracji: największe dodatnie odchylenia napięcia wynoszą ok. +1%, największe ujemne odchylenia wynoszą ok. -7%,  
zakres odchylenia napięcia wynosi  $[1 - (-7)] = 8\%$

Rezultat analogowej rejestracji napięcia w wybranym punkcie instalacji 230/400 V w ciągu jednej doby przedstawiono na rys. 7, przy czym na osi rzędnych podano bezpośrednio odchylenie napięcia ( $v = 0$  oznacza, że napięcie ma wartość znamionową). Jeśli wyniki licznych pomiarów wartości napięcia potraktować jako zmienną losową, to mogą one posłużyć do sporządzenia dystrybuanty wartości napięcia (rys. 8).



Rys. 8. Dystrybuanta odchylenia napięcia w instalacji o napięciu znamionowym 230 V sporządzona dla dobowego przebiegu odchylenia napięcia z rys. 7 (na osi rzędnych można odczytać prawdopodobieństwo  $P(U < U_x)$  [%], że napięcie jest mniejsze niż wartość  $U_x$  podana na osi odciętych)

Wszelkie odbiorniki energii pracują najkorzystniej, kiedy są zasilane napięciem znamionowym, a zatem odchylenia napięcia – zarówno ujemne, jak i dodatnie – powodują określone straty, dodatkowe koszty  $K_U$  z tytułu niewłaściwego poziomu napięcia. Są one w przybliżeniu proporcjonalne do odchylenia napięcia w kwadracie i do mocy pobieranej  $P$  ( $K_U \propto v^2 \cdot P$ ). Wobec tego przy zasilaniu zakładów produkcyjnych pierwszorzędne znaczenie ma minimalizacja odchylenia napięcia w tych okresach doby, kiedy występuje podstawowe ich obciążenie, czyli w przedziałach czasu decydujących o ich produkcji. Kontynuując to rozumowanie, można wykazać, że energia dostarczana przy dużych odchyleniach napięcia – jako towar o pogorszonej jakości – powinna być tańsza, aby odbiorcy zrekomensować straty, jakie z tego tytułu ponosi.

Norma PN-EN 50160: 2002 przy zasilaniu z sieci niskiego napięcia w złączu instalacji za największe dopuszczalne uznaje odchylenia napięcia  $\pm 10\%$  z poziomem ufności 95%. Podstawą oceny są pomiary „napięcia zasilającego” dokonywane w ciągu tygodnia, przy czym nie są brane pod uwagę ewentualne przerwy w zasilaniu. Uśrednia się wartości skuteczne napięcia zmierzone w losowo wybranych przedziałach 10-minutowych i 95% takich wyników powinno mieścić się w przedziale  $U_n \pm 10\%$ . Przy zasilaniu bezpośrednio z sieci średniego napięcia wymagania są identyczne, ale odnoszą się do „deklarowanego napięcia zasilającego”  $U_C$ , które – w wyniku porozumienia między dostawcą a odbiorcą – może różnić się od napięcia znamionowego.

Rozporządzenie MG [6] przy zasilaniu z sieci o napięciu innym niż 110 i 220 kV określa „... dopuszczalne odchylenie napięcia w czasie 15 minut w przedziale od -10% do +5%...”, czyli inaczej niż norma europejska i w sposób uniemożliwiający rozstrzygnięcie sporów, bo cóż to znaczy „w czasie 15 minut”? Wystarczy wybrać jeden przedział 15-minutowy w roku, w miesiącu, w tygodniu...? Kto i na jakiej zasadzie ma o tym decydować?

Jeśli odchylenia napięcia są nadmierne, to przystępując do ich ograniczania, trzeba zadać pytanie zasadnicze: czy niezbędne jest ograniczenie zakresu odchylenia napięcia (rys. 7), czy wystarczy ten zakres inaczej usytuować względem napięcia znamionowego ( $v = 0$ ). Na przykład w sytuacji z rys. 7 wystarczyłoby cały wykres podnieść o 2,5%, aby sytuację znacząco poprawić: dodatnie odchylenia napięcia sięgnęłyby +3,5%, a ujemne zmniejszyłyby się (co do wartości bezwzględnej) do poziomu -4,5%. Zakres odchylenia napięcia pozostałby ten sam, mianowicie  $[3,5 - (-4,5)] = 8\%$ . Taki efekt można uzyskać, zmieniając trwale przekładnię transformatora SN/nn umożliwiającego zmianę przekładni w stanie beznapięciowym. Aby to uczynić odpowiedzialnie, trzeba wziąć pod uwagę poziomy napięcia nie z przypadkowej doby, lecz z okresu szczytu zimowego i z okresu letniej doliny obciążenia. Analizujący problem ma należytą swobodę, jeżeli przełącznik nie jest już nastawiony w skrajnym położeniu i jeśli transformator ma pięć zaczepek (np.  $\pm 2 \times 2,5\%$ ), a nie tylko trzy ( $\pm 5\%$ ). Przekładnię transformatorów SN/nn ustawia się raz na wiele lat w zależności od ich usytuowania w magistrali SN.

Jeśli natomiast trzeba zmniejszyć zakres odchylenia napięcia, to wyżej przedstawione zabiegi są bezskuteczne. Pomóc mogą tylko dwie grupy środków zapobiegawczych:

- podobciążeniowa regulacja napięcia, którą w Polsce stosuje się w stacjach NN/SN oraz NN/NN. Za granicą spotyka się w tej roli transformatory SN/nn z podobciążeniową regulacją napięcia, kondensatory szeregowo w liniach napowietrznych SN oraz regulatory nn dla instalacji specjalnych;
- zmniejszanie spadków napięcia w torach zasilania poprzez zmniejszanie ich impedancji (przewymiarowane linie i transformatory, linie kablowe bądź linie napowietrzne o przewodach izolowanych zamiast linii napowietrznych o przewodach gołych, połączenia równoległe itp.).

Z kwestią odchylenia napięcia jest związane obecne przejście w sieciach niskonapięciowych z napięcia 220/380 V na napięcie 230/400 V, nader często pokrętnie wyjaśniane. Sprawa ma się następująco.

W ciągu pierwszych kilkadziesiąt lat XX wieku w niskonapięciowych sieciach o częstotliwości 50 Hz rozpowszechniły się w świecie – poza innymi, znacznie różniącymi się wartościami – trzy zbliżone napięcia znamionowe:

- 220/380 V** (Europa kontynentalna oraz liczne kraje innych kontynentów o łącznej liczbie ludności ponad 2 mld),
- 230/400 V** (Nowa Zelandia, Sri Lanka, Singapur i inne kraje o łącznej liczbie ludności ok. 700 mln),
- 240/415 V** (Wielka Brytania, Australia i inne kraje o łącznej liczbie ludności ok. 150 mln).

Podtrzymywanie tych trzech mało różniących się napięć przy jednoczesnym rozwoju międzynarodowej normalizacji i międzynarodowej wymiany towarowej byłoby bezsensowne i trzeba było wybrać jedną z tych wartości, zdolną w przyszłości wyprzeć dwie pozostałe. Za operację najmniej bolesną uznano wybranie środkowej wartości 230/400 V, mimo że nie była ona najbardziej rozpowszechniona. Dopuszczając w okresie przejściowym zwiększone odchylenia napięcia w instalacjach odbiorczych, można sieci przypisać inne napięcie znamionowe, różniące się o niecałe 5% (220/380 V → 230/400 V; 240/415 V → 230/400 V), ale nie sposób to uczynić – bez jednoczesnej masowej wymiany transformatorów rozdzielczych – gdyby chodziło o zmianę o 9% (220/380 V → 240/415 V lub odwrotnie).

Kierując się tymi przesłankami Międzynarodowa Komisja Elektrotechniczna (IEC), organizacja ogólnosiwiatowa, już w roku 1977 wprowadziła napięcie 230/400 V do ciągu napięć znamionowych IEC [8] i dała krajom członkowskim 25 lat (zwykły okres amortyzacji urządzeń) na likwidację napięć 220/380 V oraz 240/415 V i dostosowanie swoich sieci oraz instalacji, łącznie z odbiornikami, do napięcia 230/400 V. Od ponad 25 lat było wiadomo, że ten termin mija 31 grudnia 2002 r. Nie ma to nic wspólnego z Unią Europejską, ani tym bardziej z wejściem Polski do Unii.

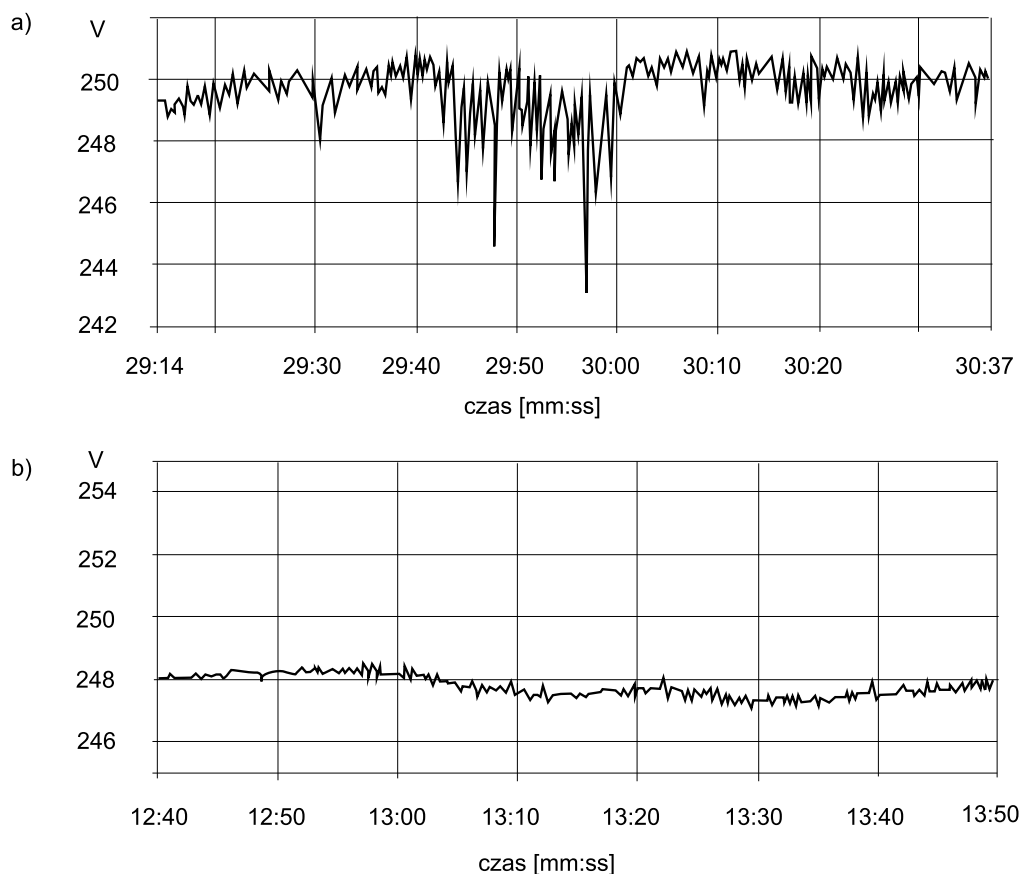
Przy znamionowej przekładni (przełącznik zaczepek w położeniu 0) transformator rozdzielczy powinien wprowadzać napięcie dodawcze 5% (na pokrycie spadków napięcia w zasilanej sieci nn) i dlatego sieci 220/380 V były zasilane z transformatorów SN/400 V. Podobnie sieci 230/400 V powinny być zasilane z transformatorów SN/420 V. Szybka masowa wymiana wszystkich transformatorów rozdzielczych jest niewyobrażalna, potrwa ona dziesięciolecia, ale dopóki to nie nastąpi, trzeba będzie rozważnie pilnować odchylenia napięcia w zasilających je magistralach SN i akceptować zwiększone odchylenia napięcia w sieciach nn. Takie są nieubłagane prawa elektrotechniki i nie zmieniają ich fałszywe obietnice, że odbiorcy niczego nie odczują.



### 3.3. Wahania napięcia

Wahania napięcia (ang. *voltage fluctuation*, *voltage flicker*, *flicker*) są to powtarzające się, szybkie i niezbyt głębokie zmiany wartości skutecznej napięcia, a ściślej są to zmiany:

- powtarzające się w odstępach czasu nie dłuższych niż 10 min,
- zachodzące z szybkością większą niż  $0,02 \cdot U_n / s$ , tzn. większą niż 2% napięcia znamionowego na sekundę,
- o amplitudzie (głębokości), w stosunku do wartości poprzedzającej, nie większej niż 10%.



Rys. 9. Wahania napięcia w instalacji niskonapięciowej: a) przed zastosowaniem środków zaradczych; b) po zainstalowaniu kompensatora energoelektronicznego Sipcon D-Statcom MV [5]

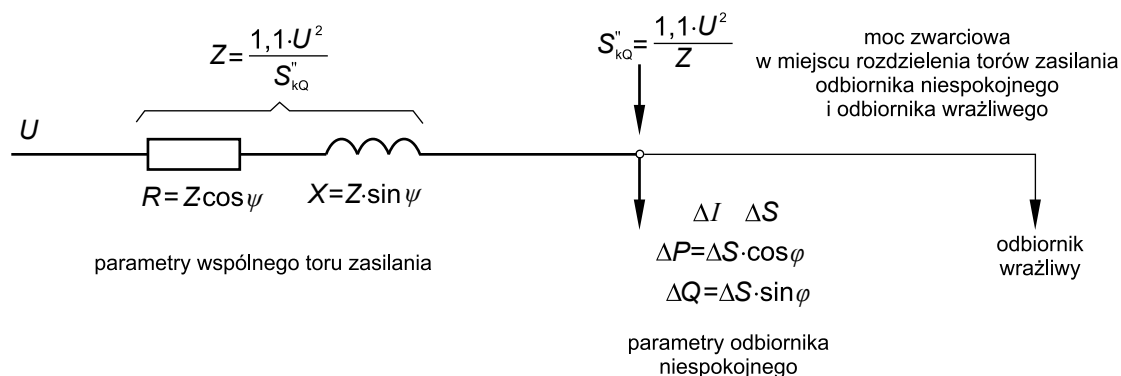
Wahania napięcia powodują przede wszystkim **odbiorniki niespokojne**, tzn. odbiorniki charakteryzujące się szybkimi i dużymi zmianami mocy pobieranej. Są to:

- w przemyśle – piece łukowe, spawarki, zgrzewarki, silniki o częstych rozruchach, nawrotach i/lub szybkozmiennym obciążeniu (napędy walcownicze, kruszarki, młoty, urządzenia dźwigowe, obrabiarki), silniki napędzające maszyny tłokowe (pompy, sprężarki), a także wielocłonowe baterie kondensatorowe,
- w budynkach użyteczności publicznej i w mieszkaniach – aparaty rentgenowskie, dźwigi osobowe, przepływowe ogrzewacze wody, wyposażone w termostaty urządzenia grzejne i chłodnicze, urządzenia z energoelektronicznymi sterownikami mocy o sterowaniu pełnofalowym.

Główny skutek wahań napięcia to **migotanie światła**, którego próg odczuwalności i dopuszczalna granica dokuczliwości zależą od amplitudy i częstości wahań napięcia. Poziom dopuszczalny wynosi na przykład w sieciach niskonapięciowych 3% przy częstości  $\leq 1 \text{ min}^{-1}$ , a tylko 0,3% przy częstości  $10 \text{ s}^{-1}$ . Zależą również od rodzaju źródeł światła, przy czym w normalizacji międzynarodowej przyjęto za podstawę źródła o dużej wrażliwości napięciowej, tzn. żarówki małej mocy (60 W, 230 V). Analiza wahań napięcia i możliwości ich ograniczania jest zatem potrzebna, jeśli podczas pracy odbiorników niespokojnych korzysta się z oświetlenia elektrycznego bądź z innych urządzeń, które są na wahania napięcia wrażliwe.

Jeżeli częstość wahań napięcia nie przekracza 1 Hz, to za kryterium ich dopuszczalności przyjmuje się **amplitudę wahań napięcia**  $a_{\text{dop}}$ . Jeżeli natomiast częstość wahań przekracza 1 Hz, to za kryterium ich dopuszczalności uważa się dopuszczalną **dawkę migotania**, wielkość uwzględniającą, że skutki migotania światła kumulują się w czasie, wywołują narastające zmęczenie aparatu widzenia.



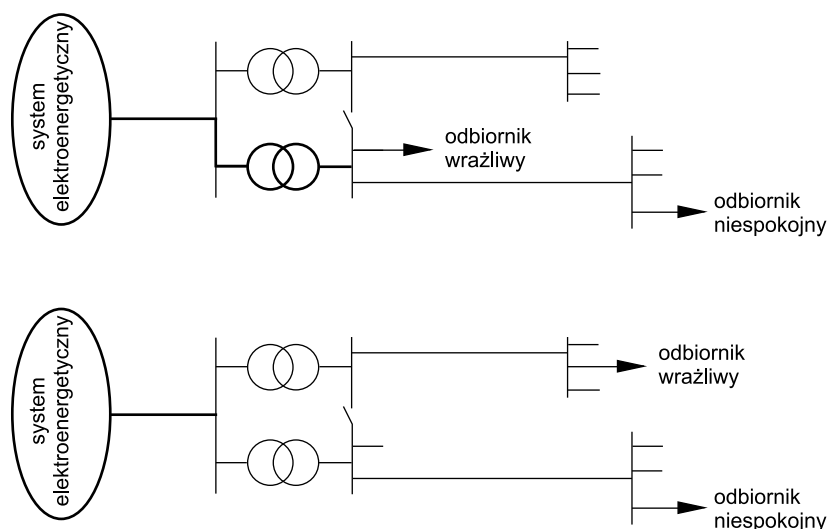


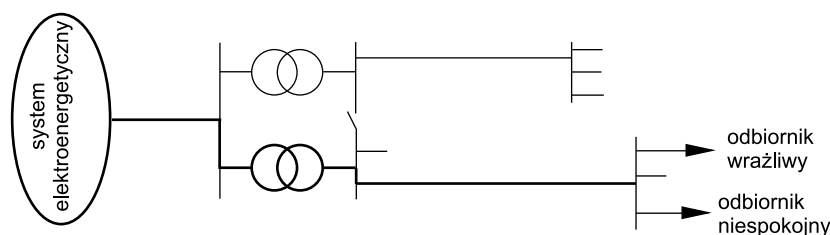
Rys. 10. Schemat zastępczy układu zasilania do obliczania amplitudy wahań napięcia

Amplituda  $\alpha$  wahań napięcia, odczuwana przez odbiornik wrażliwy, a wywołana pracą odbiornika niespokojnego, o nagłych zmianach pobieranej mocy czynnej  $\Delta P$  i mocy bierniej  $\Delta Q$  (pobieranej mocy pozornej  $\Delta S$ , pobieranego prądu  $\Delta I$ ), jest dodatkowym spadkiem napięcia, jaki te udary mocy powodują na impedancji  $Z$  **wspólnego toru zasilania** odbiornika niespokojnego i odbiornika wrażliwego (rys. 10). Można ją obliczyć, znając parametry wspólnego toru zasilania oraz parametry odbiornika niespokojnego:

$$\begin{aligned} a &= \frac{\sqrt{3} \cdot \Delta I \cdot R \cdot \cos \varphi + \sqrt{3} \cdot \Delta I \cdot X \cdot \sin \varphi}{U} = \frac{\Delta P}{U^2} R + \frac{\Delta Q}{U^2} X = \\ &= \frac{\Delta S \cdot \cos \varphi}{U} \cdot \frac{1,1 \cdot U^2}{S_{kQ}''} \cos \psi + \frac{\Delta S \cdot \sin \varphi}{U} \cdot \frac{1,1 \cdot U^2}{S_{kQ}''} \sin \psi = \\ &= 1,1 \frac{\Delta S}{S_{kQ}''} \cos \varphi \cdot \cos \psi + 1,1 \frac{\Delta S}{S_{kQ}''} \sin \varphi \cdot \sin \psi = 1,1 \frac{\Delta S}{S_{kQ}''} \cos(\psi - \varphi) \cdot \end{aligned}$$

Z rys. 11 można wnioskować, jak w różnych sytuacjach rozumieć impedancję wspólnego toru zasilania odbiornika niespokojnego i odbiornika wrażliwego i jak można ją kształtować. Z końcowej postaci wyprowadzonego wzoru widać, że wahania napięcia są tym większe, im mniej różnią się argumenty impedancji toru zasilania  $\psi$  i odbiornika niespokojnego  $\varphi$ . W najgorszym razie są one jednakowe, a wtedy  $\cos(\psi - \varphi) = 1$  i amplituda wahań napięcia jest w przybliżeniu równa po prostu stosunkowi szybkich zmian mocy pozornej odbiornika niespokojnego  $\Delta S$  do mocy zwarciovej  $S_{kQ}''$  w miejscu rozdzielni torów zasilania odbiornika niespokojnego i odbiornika wrażliwego, z punktu widzenia którego wahania napięcia się ocenia. Jeżeli zatem odbiornik niespokojny o udarowym obciążeniu  $\Delta S = 0,5$  MVA przyłącza się do rozdzielni, w której moc zwarciova wynosi 100 MVA, to należy się liczyć z wahaniami napięcia na szynach tej rozdzielni o wartości do  $0,5/100 = 0,005 = 0,5\%$ .





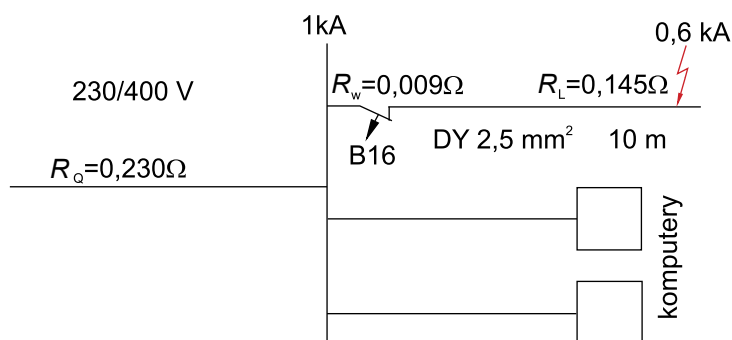
Rys. 11. Interpretacja pojęcia wspólnego toru zasilania (linia pogrubiona) odbiornika niespokojnego i odbiornika wrażliwego na wahania napięcia

Sytuacja komplikuje się w razie superpozycji wahań napięcia (o różnej amplitudzie i różnej częstotliwości) powodowanych przez więcej niż jeden odbiornik. Przy małej częstotliwości wahań ( $\leq 1$  Hz) ocenia się dopuszczalność wahań o największej amplitudzie, przy dużej ( $> 1$  Hz) – oblicza się przy projektowaniu lub mierzy się w istniejącym obiekcie wskaźniki uciążliwości krótkotrwałej (z przedziału 10 min) i ew. uciążliwości długotrwałej (z przedziału 2 h) migotania światła [3, 9, 11, 14].

### 3.4. Zapady napięcia

Zapad napięcia (ang. **voltage dip**, **voltage sag**, **sag**) jest to nagłe zmniejszenie się wartości skutecznej napięcia do wartości z przedziału od 90% do 1% napięcia znamionowego (ew. napięcia deklarowanego), po którym dość szybko (zwykle 10 ms ÷ 1 min) następuje wzrost napięcia do poprzedniej wartości (rys. 6). Jako **głębokość zapadu napięcia**  $g$  podaje się dopełnienie do 100% wartości skutecznej napięcia w czasie trwania zapadu. Na przykład, jeżeli nastąpiło obniżenie napięcia do poziomu 22% napięcia znamionowego (ew. napięcia deklarowanego), to głębokość zapadu wynosi  $g = 100 - 22 = 78\%$ . Ważnym parametrem jest oczywiście również czas trwania zapadu napięcia.

Zapady napięcia o dużej głębokości wywołują skutki takie, jak przerwy w zasilaniu, czyli zaniki napięcia, a niekiedy – nawet bardziej niekorzystne [13]. Mogą zakłócać działanie komputerów i innego sprzętu elektronicznego, wszelkich układów sterowania, układów napędowych i urządzeń oświetleniowych. Zasilacze wielu urządzeń o małym poborze mocy (choćby stateczniki elektroniczne świetlówek) zawierają kondensatorowe zasobniki energii niwelujące bądź łagodzące skutki zapadów o małej wartości całki  $\int g dt$ .



Rys. 12. Przykład instalacji, w której zapady napięcia zagrażają komputerom

Jak można oszacować głębokość i czas trwania zapadów napięcia wyjaśnia rys. 12 na przykładzie instalacji, w której są one ważne ze względu na działanie komputerów. Z tablicy rozdzielczej, w której prąd zwarcia jednofazowego wynosi 1 kA (rezystancja pętli zwarciorowej 0,230  $\Omega$ ), oprócz obwodów komputerów są zasilane inne obwody jednofazowe. W razie zwarcia u końca jednego z takich obwodów, jak na rys. 12, za odcinkiem przewodów DY 2,5 mm<sup>2</sup> o długości 10 m, prąd zwarciorowy wynosi 0,6 kA, czyli jest ok. 37 razy większy niż prąd znamionowy wyłącznika B16, zabezpieczającego obwód. Przy takiej krotności można liczyć na ograniczające działanie wyłącznika i czas wyłączenia zwarcia wyniesie kilka milisekund, mniej niż jeden półokres przebiegu prądu. Będzie to zarazem czas trwania zapadu napięcia, a jego głębokość można oszacować, dostrzegając na rys. 12 rezystancyjny dzielnik napięcia:

$$g = \frac{R_Q}{R_Q + R_L + R_w} = \frac{0,230}{0,230 + 0,145 + 0,009} = 0,60 = 60\%$$

Analogicznie, w razie zwarcia na początku tego obwodu, tuż za wyłącznikiem

$$g = \frac{R_Q}{R_Q + R_w} = \frac{0,230}{0,230 + 0,009} = 0,96 = 96\%$$

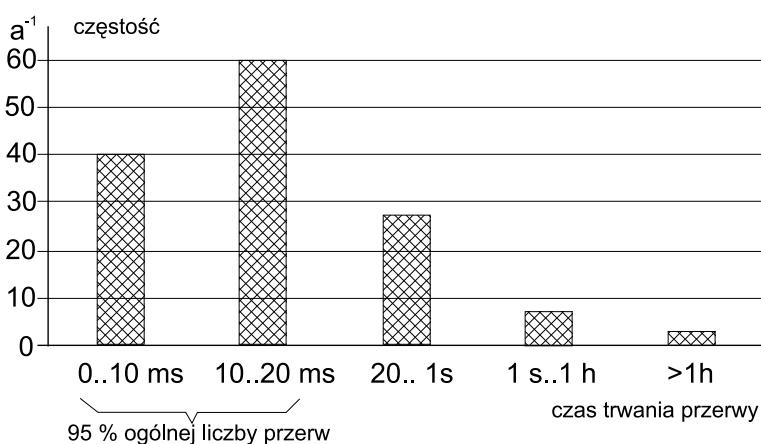
Wyniki te, zwłaszcza drugi, byłyby mniejsze, gdyby uwzględnić rezystancję łuku wyłączeniowego w wyłączniku, który jednak nie zapala się w chwili początkowej zwarcia. Na podobne zdarzenia w następstwie zwarć w sąsiednich obwodach komputery z rys. 12 będą narażone tym częściej, im więcej takich obwodów odchodzi z tablicy rozdzielczej. Zatem projektując obwody zasilające odbiorniki wrażliwe, trzeba minimalizować ich sprzężenia impedancyjne – poprzez wspólny tor zasilania – z obwodami mogącymi generować częste zapady i/lub wahania napięcia.

W podobny sposób zapady napięcia powstają przy wyłączaniu zwarć w sieciach i instalacjach elektrycznych oraz przy zwarciach przemijających. Powstają też przy zadziałaniu odgromników i innych ograniczników przepięć, przy czym zwarcie doziemne i zapad napięcia nie ustępują z przemięciem prądu wyładowczego, lecz trwają do chwili przerwania przepływu prądu następczego, zwykle przy najbliższym przejściu prądu przez zero.

### 3.5. Przerwy w zasilaniu

Przerwy w zasilaniu (*voltage interruptions*) są zdarzeniami, kiedy napięcie w miejscu przyłączenia ma wartość mniejszą niż 1% napięcia znamionowego (napięcia deklarowanego), czyli kiedy napięcia praktycznie nie ma. Losowe przerwy w zasilaniu (poza planowymi wyłączeniami) umownie dzieli się na:

- krótkie przerwy w zasilaniu (ang. *brief interruptions*), trwające nie dłużej niż trzy minuty, spowodowane uszkodzeniami przemijającymi (zwarciami przemijającymi) i/lub zdarzeniami o skutkach likwidowanych samoczynnie przez elektroenergetyczną automatykę restytucyjną (SPZ, SZR) lub dzięki interwencji dyspozytora poprzez zdalne sterowanie wyłączników,
- długie przerwy w zasilaniu (ang. *long interruptions*), trwające dłużej niż trzy minuty, spowodowane uszkodzeniami trwałymi, zdarzeniami wymagającymi dłuższej restytucji zasilania poprzez ręczne przełączenia lub naprawę albo wymianę urządzeń.



Rys. 13. Częstość przerw w zasilaniu [a<sup>-1</sup>] z niskonapięciowej sieci miejskiej w zależności od czasu ich trwania (Niemcy, Włochy)

Rejestracja przerw w zasilaniu z miejskiej sieci niskonapięciowej, przeprowadzona kilkanaście lat temu w Niemczech, a następnie we Włoszech, dała zbliżony ich rozkład (rys. 13). Okazuje się, że ok. 95% przerw w zasilaniu to *mikrozanki* napięcia lub *mikroprzerwy* w zasilaniu (franc. *microcoupures d'alimentation*), trwające krócej niż 1 s. Ich skutkom mogą zapobiegać skromnie zwymiarowane zasobniki energii. Paradoksalnie, z upływem lat ich częstość stale zwiększała się, bo liczne zdarzenia, które dawniej powodowały dłuższe przerwy w zasilaniu, obecnie objawiają się bardzo krótkimi przerwami dzięki doskonalszej automatyce zabezpieczeniowej i restytucyjnej.

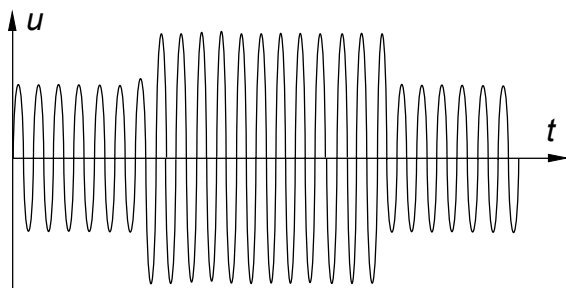
Dane z rys. 13 wskazują na średnią intensywność przerw 135 a<sup>-1</sup>, tzn. 135 razy w ciągu roku, co daje średni czas między kolejnymi zdarzeniami 8760/135 ≈ 65 h, czyli niecałe trzy doby. Można go szacować na około 25 h przy zasilaniu z niskonapięciowej napowietrznej sieci wiejskiej, 100 h – z niskonapięciowej sieci miejskiej, 200 h – bezpośrednio z sieci średniego napięcia, 80 000 h – z bezprzerwowego zasilacza statycznego UPS odpowiednio zaprojektowanego i należycie użytkowanego.

Norma PN-EN 50160:2002 nie podaje dopuszczalnych wartości częstości i czasu trwania przerw w zasilaniu. Rozporządzenie [6] określa największy dopuszczalny roczny czas trwania „wyłączeń awaryjnych” dla odbiorców przyłączonych do sieci nn na

48 h (dopuszczając 60 h w latach 2003 i 2004), a czas trwania pojedynczej przerwy – 24 h (dopuszczając 36 h w latach 2003 i 2004). Są to postanowienia bardzo liberalne, niesatisfakcjonujące odbiorców o dużej wrażliwości. Ponadto czas trwania każdego „wyłączenia awaryjnego” liczy się nie od chwili, kiedy wystąpiło, lecz od chwili zgłoszenia przez odbiorcę braku zasilania. Jest to zrozumiałe ze względu na relacje dostawcy z odbiorcą energii, ale nie oddaje prawdziwego sensu przerwy w zasilaniu i możliwych jej skutków. Nikomu nie trzeba też tłumaczyć, że ujęcie sprawy w rozporządzeniu jest staroświeckie, wystarczyłoby kilkadziesiąt lat temu. Dla osób stale korzystających z komputerów nie jest przecież obojętne, czy mają w roku 6 przerw w zasilaniu po 8 h ( $6 \times 8 = 48$  h), czyli średnio jeden zanik napięcia co dwa miesiące, czy też 192 przerwy kwadransowe ( $192 \times 0,25 = 48$  h), czyli ponad trzy kwadransowe zaniki napięcia w tygodniu.

### 3.6. Dorywcze przepięcia o częstotliwości sieciowej

Dorywcze przepięcia o częstotliwości sieciowej (ang. *brief voltage increases, swells*) objawiają się stosunkowo długim (kilka okresów i dłużej) zwiększeniem napięcia (rys. 6) ponad wartość największego dopuszczalnego napięcia roboczego, za którą na ogół można uważać wartość  $1,1 \cdot U_n$  między przewodami fazowymi i  $1,1 \cdot U_0$  ( $U_0$  – napięcie fazowe) między przewodem fazowym a przewodem neutralnym lub między przewodem fazowym a ziemią. Przepięcia takie w sieci niskiego napięcia mogą być powodowane zarówno zdarzeniami w tej sieci (przerwanie przewodu neutralnego N lub ochronno-neutralnego PEN i wynika z tego znaczna niesymetria napięć fazowych), jak i w zasilającej sieci wysokiego napięcia (zwarcie doziemne po stronie WN stacji zasilającej, nagłe zmniejszenie obciążenia, wadliwe działanie układu regulacji napięcia w GPZ NN/SN).



Rys. 14. Dorywcze przepięcie o częstotliwości sieciowej

Tego rodzaju przepięcia na ogół mają zbyt małą wartość, aby bezpośrednio zagrażać izolacji, ale dłużej trwając mogą powodować cieplne uszkodzenia urządzeń z powodu znacznego zwiększenia pobieranego prądu. Są też ważne z punktu widzenia koordynacji izolacji; trzeba je uwzględniać przy doborze napięcia znamionowego  $U_r$  (w próbie 10-sekundowej) oraz napięcia pracy ciągłej  $U_c$  beziskiernikowych ograniczników przepięć.

### 3.7. Niesymetria napięcia

Niesymetria napięcia układu trójfazowego (ang. *voltage unbalance*) jest stanem, w którym nie są jednakowe wartości skuteczne poszczególnych napięć fazowych i/lub ich przesunięcia fazowe. Pojęcie niesymetrii może dotyczyć każdego układu wielofazowego. W normalnych warunkach pracy przyczyną niesymetrii napięcia może być niesymetria obciążenia sieci i niesymetria parametrów torów zasilania, zwłaszcza niejednakowe reaktancje poszczególnych torów fazowych. Na niesymetrię napięcia są wrażliwe maszyny wirujące (niesymetria prądu pobieranego większa niż niesymetria napięcia, wzmożone nagrzewanie) i niektóre układy prostownikowe (zwiększone tętnienie napięcia stałego, zwiększone odkształcenie prądu po stronie zasilania, harmoniczne nietypowego rzędu).

Za miarę niesymetrii napięcia uważa się przede wszystkim względną zawartość składowej symetrycznej przeciwnej  $U_2$  (w stosunku do składowej zgodnej  $U_1$ ). Według normy PN-EN 50160 wymaganie:

$$\frac{U_2}{U_1} \leq 0,02 = 2\%.$$

w normalnych warunkach pracy powinno spełniać co najmniej 95% wyników pomiarów przeprowadzonych w losowo wybranych przedziałach 10-minutowych w przeciągu tygodnia. W obecnym wydaniu normy nie ma wymagań co do przesunięcia fazowego; za właściwe uważa się  $\alpha = 120^\circ \pm 1,5^\circ$ . Nie ma też wymagań co do dopuszczalnej zawartości składowej zerowej napięcia.

Bardziej poręczna jest amerykańska definicja niesymetrii napięcia [17], którą zresztą spotykają polscy elektrycy wykorzystujący importowane przekładniki do zabezpieczania silników z członem kontroli niesymetrii napięcia. Znając wartości trzech napięć międzyprzewodowych  $U_{12}$ ,  $U_{23}$ ,  $U_{31}$ , oblicza się ich wartość średnią arytmetyczną  $U_{sr}$  oraz największe odchylenie od wartości

średniej  $\delta U_{\max}$ . Wskaźnikiem niesymetrii jest iloraz  $\delta U_{\max}/U_{\text{sr}}$ . Na przykład, jeśli trzy napięcia międzyprzewodowe wynoszą odpowiednio  $U_{12} = 420 \text{ V}$ ,  $U_{23} = 390 \text{ V}$ ,  $U_{31} = 385 \text{ V}$ , to ich wartość średnia arytmetyczna wynosi:

$$U_{\text{sr}} = \frac{U_{12} + U_{23} + U_{31}}{3} = \frac{420 + 390 + 385}{3} = 398 \text{ V},$$

największe odchylenie od wartości średniej wykazuje napięcie  $U_{12}$ :

$$\delta U_{\max} = U_{12} - U_{\text{sr}} = 420 - 398 = 22 \text{ V},$$

a wskaźnik niesymetrii wynosi:

$$\text{unbalance} = \frac{\delta U_{\max}}{U_{\text{sr}}} = \frac{22}{398} = 0,055 = 5,5\%.$$

Nie ma, niestety, prostego przełożenia między wartościami jednego i drugiego wskaźnika niesymetrii napięcia.

## 4. ZABURZENIA SINUSOIDALNEGO KSZTAŁTU KRZYWEJ NAPIĘCIA

### 4.1. Odształcenia harmoniczne

Za odształcenia harmoniczne napięcia (ang. *harmonic distortion, voltage distortion*) odpowiadają w pierwszym rzędzie **odbiorniki nieliniowe**, tzn. urządzenia pobierające prąd odształcony (niesinusoidalny) również wtedy, kiedy są zasilane napięciem idealnie sinusoidalnym:

- odbiorniki wykorzystujące wyładowanie elektryczne w gazie (lampy wyładowcze, spawarki łukowe, piece łukowe),
- urządzenia zawierające magnetowody ulegające nasyceniu (dławiki, transformatory), w tym urządzenia powszechnego użytku z zasilaczami transformatorowymi,
- urządzenia zasilane poprzez przekształtniki, w tym urządzenia powszechnego użytku z zasilaczami impulsowymi.

Pobierając prąd odształcony, wymienione urządzenia powodują w torach zasilania spadki napięcia o przebiegu odształconym i wobec tego odształcają napięcie na końcu tych torów tym silniej, im większa jest impedancja torów zasilania do rozpatrywanego miejsca, czyli im mniejsza jest moc zwarciova w tym miejscu. Podobnie jak w przypadku wahań napięcia (rozdz. 3.3), aby nie przekroczyć dopuszczalnego odształcenia napięcia, stosunek mocy pobieranej przez odbiornik nieliniowy do mocy zwarciowej w miejscu jego przyłączenia nie powinien przekraczać określonej wartości.

W ogólnym przypadku przebieg odształcony można przedstawić jako sumę wielu przebiegów składowych, takich jak:

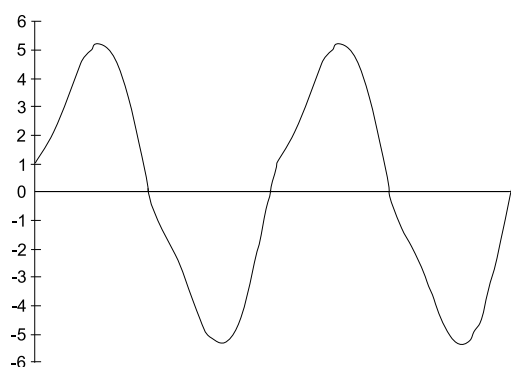
- **składowa stała**,
- **harmoniczna podstawowa**, o częstotliwości równej częstotliwości przebiegu odształconego,
- **wyższe harmoniczne**, o częstotliwości będącej całkowitą wielokrotnością harmonicznej podstawowej,
- **podharmoniczne (subharmoniczne)**, o częstotliwości będącej całkowitą podwielokrotnością harmonicznej podstawowej,
- **interharmoniczne (pseudoharmoniczne)**, o częstotliwości będącej ułamkową wielokrotnością lub podwielokrotnością harmonicznej podstawowej.

Przebieg odształcony napięcia można scharakteryzować, podając względny (w stosunku do harmonicznej podstawowej  $U_1$ ) udział poszczególnych harmoniczných rzędu  $h$  ( $U_h/U_1$ ), a także różne wskaźniki syntetyczne, przede wszystkim stopień odształcenia THD (ang. *total harmonic distortion*):

$$\text{THD} = \sqrt{\sum_{h=2}^{40} \left(\frac{U_h}{U_1}\right)^2}.$$

Również w normach i przepisach określających największe dopuszczalne odształcenie napięcia (bądź prądu) operuje się przede wszystkim tymi parametrami. Norma PN-EN 50160 dopuszcza stopień odształcenia napięcia zasilającego  $\text{THD} \leq 0,08$  (8%), natomiast dopuszczalny udział poszczególnych harmoniczných od 2. do 40. w zasadzie jest tym mniejszy, im wyższy rząd harmonicznej i maleje od 6% (dla 5. harmonicznej) do 0,5% (dla 15. i 21. harmoniczných oraz dla harmoniczných parzystych od 6. do 24.).

Odształcenie napięcia ma niekorzystny wpływ na pracę większości urządzeń elektrycznych poprzez zwiększenie strat (zwiększenie osiąganego przyrostu temperatury, zmniejszenie sprawności) i obniżenie głównych parametrów zdolnościowych, w tym trwałości. Środkiem zaradczym jest redukcja dopuszczalnego obciążenia, np. transformatorów [18].



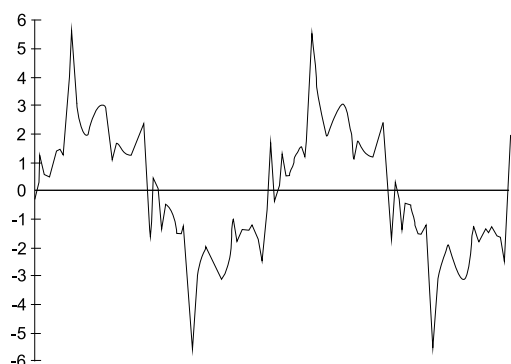
Rys. 15. Przebieg w ciągu 40 ms prądu pobieranego przez samą lampę metalohalogenkową. Na osi pionowej prąd w amperach. THD = 11%.

Zawartość głównych harmonicznych (podstawowa 100%):

3 – 10,5%

5 – 3,1%

7 – 0,9%



Rys. 16. Przebieg w ciągu 40 ms prądu pobieranego przez oprawę z lampą metalohalogenkową i kondensatorem do kompensacji równoległej. THD = 48%. Zawartość głównych harmonicznych:

3 – 16%                      15 – 12%

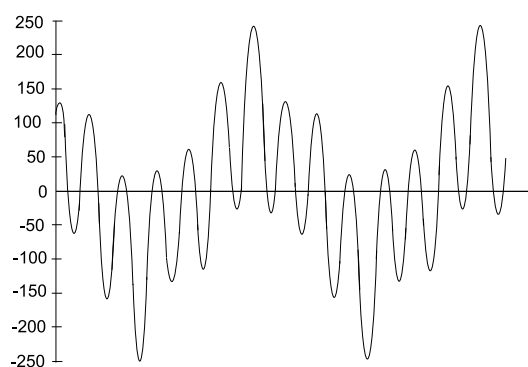
5 – 6%                        17 – 16%

7 – 27%                      19 – 13%

9 – 10%                      21 – 6%

11 – 16%                     23 – 10%

13 – 10%                     25 – 9%



Rys. 17. Przebieg w ciągu 40 ms prądu pobieranego przez rozdzielnicę zasilającą lampy metalohalogenkowe z rys. 16. Na osi pionowej prąd w amperach. THD = 124%. Zawartość głównych harmonicznych (podstawowa 100%):

3 – 26%

5 – 22%

**7 – 119%**

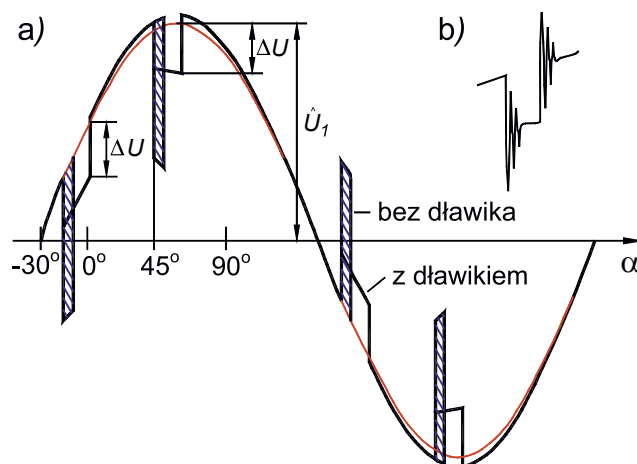
Harmoniczne prądu podzielne przez trzy (ang. *triplen*) sumują się w przewodzie neutralnym N i nawet w układzie trójfazowym symetrycznie obciążonym mogą powodować przeciążenie tego przewodu. Tradycyjna zasada zmniejszonego przekroju przewodu neutralnego w instalacjach trójfazowych symetrycznie obciążonych nie może już być bezkrytycznie stosowana. Jeden z brytyjskich referatów na konferencję w sprawie jakości energii, w kwietniu 2000 r. w Santiago de Chile, nosił tytuł *Double neutrals, the answer to triple harmonics?* (Czy podwójne przewody neutralne to odpowiedź na potrójne harmoniczne?).

Z największą ostrożnością należy podchodzić w sieciach i instalacjach o napięciu odkształconym do instalowania kondensatorów równoległych, bo ich reaktancja maleje ze wzrostem rzędu harmonicznej. Chodzi nie tylko o dużej mocy baterie kondensatorów instalowane w stacjach i przy rozdzielnicach (kompensacja centralna lub grupowa), ale również o niewielkie kondensatory rozproszone w licznych oprawach oświetleniowych (kompensacja indywidualna) oraz o kondensatory filtrów przeciwzakłóceń. Odkształcenie prądu pobieranego przez kondensatory jest znacznie większe niż odkształcenie napięcia w miejscu ich przyłączenia. Grozi to nie tylko przeciążeniem kondensatorów, ale również – w przypadku baterii o dużej mocy – zwiększeniem odkształcenia napięcia. Najgroźniejsze są sytuacje, kiedy może dojść do stworzenia obwodu rezonansowego dla określonej harmonicznej, np. pomiędzy indukcyjnością transformatora a pojemnością kondensatorów elektroenergetycznych.

Ostrzeżeniem niech będą rys. 15, 16 i 17 dotyczące instalacji dużego obiektu handlowego oświetlonego lampami metalohalogenkowymi. W warunkach laboratoryjnych samo źródło światła pobiera (rys. 15) prąd nieco odkształcony (THD = 11% przy zasilaniu napięciem o pomijalnym odkształceniu). Oprawa zawierająca to źródło światła oraz fabrycznie wmontowany kondensator do poprawy współczynnika mocy pobiera (rys. 16) prąd silnie odkształcony (THD = 48% przy zasilaniu napięciem o pomijalnym odkształceniu). W miejscu zainstalowania, w okresie zwiększonego odkształcenia napięcia (przez 6-pulsowe prostowniki trakcyjne zasilane z tej samej sieci SN) dochodzi do rezonansu 7. harmonicznej i instalacja oświetleniowa pobiera prąd, jak na rys. 17. Na dobrą sprawę jest to prąd 350 Hz ze znacznym (84%) udziałem podharmonicznej 50 Hz. Zarazem stopień odkształcenia napięcia zasilającego THD nie przekracza 8% i dostawcy energii żadnego zarzutu postawić nie można.

## 4.2. Załamania napięcia

Załamania napięcia (ang. *voltage notches*, *voltage notching*), w wyniku powtarzających się w każdym okresie krzywej napięcia nagłych krótkotrwałych (rzędu 1 ms) zmian wartości chwilowej napięcia, wywołanych zwarciami komutacyjnymi w przekształtnikach, w polskiej literaturze były początkowo obrazowo nazywane *wygryzaniem napięcia*.



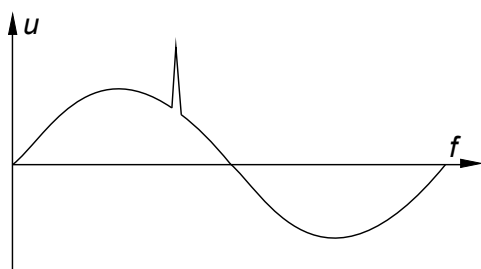
Rys. 18. Załamania napięcia fazowego: a) teoretyczny przebieg napięcia zasilającego prostownik 6-pulsowy (bez dławika komutacyjnego i z dławikiem); b) przebieg rzeczywisty pojedynczego załamania napięcia z drganiem wyrównawczymi

Dobrze jest zrozumieć analogię między – powodowanymi zwarciami – zapadami napięcia (rozdz. 3.4) a załamaniami napięcia. Pierwsze trwają co najmniej jeden półokres, a ich głębokość odnosi się do wartości skutecznych. Drugie trwają drobny ułamek półokresu, a ich głębokość odnosi się do wartości chwilowych. Podobny jest jednak ich mechanizm i podobnie oblicza się ich głębokość. Jest jednak pewna osobliwość. Na krzywej napięcia fazowego załamania mają postać *mikrozapadów napięcia*, natomiast na krzywej napięcia międzyprzewodowego, powstałej z dodania dwóch napięć fazowych, mogą mieć postać krótkotrwałego zwiększenia wartości chwilowej napięcia. Na przykład przy zasilaniu trójfazowego mostka prostowniczego w ciągu jednego okresu (20 ms) załamania napięcia występują 4-krotnie w napięciu fazowym i 6-krotnie w napięciu międzyprzewodowym (z tego dwa objawiają się nagłym zwiększeniem wartości chwilowej napięcia).

Przebieg napięcia z załamaniami można oczywiście traktować jako przebieg odkształcony zawierający określone harmoniczne. Szkodliwość załamań napięcia polega na towarzyszącej im dużej stromości narastania napięcia oraz na wprowadzaniu dodatkowego przejścia napięcia przez zero, co może zakłócać działanie elektronicznych układów sterowania. Miarą szkodliwości jest głębokość załamania i czas trwania; operuje się niekiedy iloczynem obu tych parametrów, który obrazuje pole powierzchni, jakim – wskutek pojedynczego załamania – krzywa napięcia różni się od sinusoidy.

## 4.3. Powtarzalne przebiegi krótkotrwałe (przebiegi przejściowe)

Powtarzalne przebiegi krótkotrwałe są przebiegami o czasie trwania nie przekraczającym kilku milisekund, o przebiegu oscylacyjnym lub nieoscylacyjnym, powstającymi podczas normalnej pracy urządzeń. Są to zatem przebiegi komutacyjne, towarzyszące pracy przekształtników, i wszelkie (często powtarzające się) przebiegi łączeniowe.



Rys. 19. Przykład przebiegu krótkotrwałego nieoscylacyjnego

W urządzeniach narażonych na ciągłe występowanie powtarzalnych przebiegów krótkotrwałych, oznaczających zwiększone narażenia izolacji, układy izolacyjne mogą wymagać przewymiarowania. Trzeba wtedy zwrócić uwagę na należyty dobór wytrzymałości elektrycznej izolacji i na koordynację izolacji.



#### 4.4. Superpozycja sygnału napięciowego do transmisji informacji

Na napięcie zasilające mogą być nałożone sygnały w celu przesłania informacji na potrzeby operatora sieci i/lub odbiorców:

- Sygnały SCA (sterowanie częstotliwością akustyczną) o przebiegu sinusoidalnym, o częstotliwości wybranej z zakresu 110÷3000 Hz, ale nie będącej wielokrotnością częstotliwości sieciowej, bo sygnał mógłby być zakłócony przez harmoniczne napięcia. Stosuje się  $3,5 \cdot 50 = 175$  Hz (Francja),  $4,333 \cdot 50 = 216,667$  Hz (Polska). Sygnały SCA m.in. zdalnie przełączają wielostrefowe układy pomiarowo-rozliczeniowe, umożliwiają zrzut obciążenia przez jednoczesne wyłączenie tysięcy akumulacyjnych ogrzewaczy pomieszczeń i ogrzewaczy wody.
- Sygnały alarmowe, przyzewowe i pomiarowe o przebiegu sinusoidalnym, o częstotliwości z zakresu  $3 \div 148,5$  kHz.
- Znaczniki sygnałowe w postaci krótkotrwałych (ułamek półokresu) zmian napięcia nałożonych na napięcie zasilające w wybranych punktach jego przebiegu czasowego.
- Sygnały sieci dostępowych (Internet, telekomunikacja) w systemie Powerline Communication.

Norma PN-EN 50160:2002 określa największą dopuszczalną wartość skuteczną sygnału mierzoną i uśrednianą w ciągu 3 s. W ciągu 99% czasu trwania doby wartość ta nie powinna przekraczać odpowiednio 9% ( $f \leq 0,5$  kHz), 5% ( $1 < f \leq 10$  kHz).

#### BIBLIOGRAFIA

- [1] Arrilaga J., Watson N. R., Chen S.: Power system quality assessment. John Wiley & Sons, Chichester, New York, Weinheim, Brisbane, Singapore, Toronto, 2000.
- [2] Hanzelka Z.: Jakość energii w warunkach rynku energii. Biuletyn URE, 2003, nr 5.
- [3] Kowalski Z.: Wahania napięcia w układach elektroenergetycznych. WNT, Warszawa, 1985.
- [4] Mindykowski J.: Ocena jakości energii elektrycznej w systemach okrętowych z układami przekształtnikowymi. Komitet Elektrotechniki PAN. Wyd.: Okrętownictwo i Żegluga, Gdańsk, 2001.
- [5] Weinhold M.: Höhere Stromqualität in Verteilungsnetzen. Bull. SEV, 1999, nr 15, s. 35-38.
- [6] Rozporządzenie Ministra Gospodarki z dnia 25 września 2000 r. w sprawie szczegółowych warunków przyłączenia podmiotów do sieci elektroenergetycznych, obrotu energią elektryczną, świadczenia usług przesyłowych, ruchu sieciowego i eksploatacji sieci oraz standardów jakościowych obsługi odbiorców. Dz.U. 2000 r., nr 85, poz. 957.
- [7] PN-EN 50160:2002 Parametry napięcia zasilającego w publicznych sieciach rozdzielczych.
- [8] CEI Publ. 38 (1977) Tensions normales de la CEI. Odpowiednik aktualnej normy PN-IEC 60038:1999 Napięcia znormalizowane IEC.
- [9] PN-T-03501:1998 Kompatybilność elektromagnetyczna (EMC). Dopuszczalne poziomy. Ograniczanie wahań napięcia i migotania światła powodowanych przez odbiorniki o prądzie znamionowym większym niż 16 A, w sieciach zasilających niskiego napięcia.
- [10] PN-EN 61000-3-2:1997 Kompatybilność elektromagnetyczna (EMC). Dopuszczalne poziomy. Dopuszczalne poziomy emisji harmonicznym prądu (fazowy prąd zasilający odbiornika mniejszy lub równy 16 A).
- [11] PN-EN 61000-3-3:1997/A1:2002 (U) Kompatybilność elektromagnetyczna (EMC). Dopuszczalne poziomy. Ograniczanie wahań napięcia i migotania światła, powodowanych przez odbiorniki o prądzie znamionowym mniejszym lub równym 16 A, w sieciach zasilających niskiego napięcia.
- [12] PN-EN 61000-4-7:1998 Kompatybilność elektromagnetyczna (EMC). Metody badań i pomiarów. Ogólny przewodnik dotyczący pomiarów harmonicznym i interharmonicznym oraz stosowanych do tego celu przyrządów dla sieci zasilających i przyłączonych do nich urządzeń.
- [13] PN-EN 61000-4-11:1997 Kompatybilność elektromagnetyczna (EMC). Metody badań i pomiarów. Badania odporności na zapady napięcia, krótkie przerwy i zmiany napięcia.
- [14] PN-EN 61000-4-14:2002 Kompatybilność elektromagnetyczna (EMC). Metody badań i pomiarów. Badanie odporności na wahania napięcia.
- [15] PN-EN 61000-4-28:2004 Kompatybilność elektromagnetyczna (EMC). Metody badań i pomiarów. Badanie odporności na zmiany częstotliwości sieci zasilającej.
- [16] PN-EN 61000-4-30 Kompatybilność elektromagnetyczna (EMC). Metody badań i pomiarów. Pomiar parametrów jakości energii elektrycznej (w przygotowaniu).
- [17] NEMA Standards Publication N° MG 1-1993. Motors and generators.
- [18] ANSI/IEEE Standard C57.110:1998 Recommended practice for establishing transformer capability when supplying nonsinusoidal load currents.

#### Dane bibliograficzne

Musiał E.: Ocena jakości energii elektrycznej w sieciach przemysłowych. W: [Materiały] Konferencja „AUTOMATYKA, POMIARY, ZAKŁÓCENIA” Jurata, 20-22 maja 2004 r. Gdańsk, INFOTECH 2004, s. 103-122. ■