PGE Dystrybucja S.A.

Kryteria oceny możliwości przyłączania oraz wymagania techniczne dla mikroinstalacji i małych instalacji przyłączanych do sieci dystrybucyjnej niskiego napięcia Operatora Systemu Dystrybucyjnego

PGE Dystrybucja S.A.
Wiceprezes Zarządu
Grzegorz Dolecki

Niniejszy dokument został opracowany przez Zespół PTPiREE ds. Kryteriów przyłączania OZE, (zgodnie z zapisami IRiESD).

Lublin, 30 września 2014r.

Kryteria przyłączania oraz wymagania techniczne dla mikroinstalacji i małych instalacji przyłączanych do sieci dystrybucyjnej niskiego napięcia.

Niniejsze opracowanie jest syntetycznym przedstawieniem najważniejszych zagadnień związanych z kryteriami przyłączenia oraz wymaganiami technicznymi dla mikroinstalacji i małych instalacji przyłączanych do sieci dystrybucyjnej niskiego napięcia. Dokument ma zastosowanie na etapie planowania, budowy i uruchamiania generacji OZE przyłączanej do sieci niskiego napięcia. Przedstawione treści uwzględniają obowiązujące krajowe regulacje prawne, normy i przepisy branżowe, a także podobne rozstrzygnięcia i doświadczenia innych krajów europejskich.

1. Definicje

charakterystyka współczynnika mocy cosφ=f(P)
zadana przez operatora charakterystyka zmian współczynnika mocy jednostki generacji w zależności od poziomu mocy wytwarzanej **cosφ=f(P)**. Charakterystyka stosowana przy reżimie pracy ze zmiennym współczynnikiem mocy, nie ma zastosowania przy pracy z ustalonym współczynnikiem mocy.

impedancja zwarciowa sieci w punkcie przyłączenia systemu generacji $Z_{kPCC}=R_{kPCC}+jX_{kPCC}$
suma impedancji linii od transformatora do miejsca przyłączenia i impedancji transformatora oraz impedancji ekwiwalentu systemu. Moduł impedancji w punkcie przyłączenia związany jest z mocą zwarciową w punkcie przyłączenia i kwadratem napięcia znamionowego w punkcie przyłączania:

$$S_{kPCC} = \sqrt{3} U_n I_{kPCC} = \frac{U_n^2}{Z_{kPCC}}$$

$$Z_{kPCC} = \frac{U_n^2}{S_{kPCC}}$$

$$Z_{kPCC} = \sqrt{R_{kPCC}^2 + X_{kPCC}^2}, \qquad \psi_{kPCC} = arctan\left(\frac{X_{kPCC}}{R_{kPCC}}\right)$$

harmoniczna napięcia n
napięcie sinusoidalne o częstotliwości równej całkowitej krotności częstotliwości podstawowej napięcia zasilającego. Harmoniczne mogą być określane indywidualnie, przez ich względną wartość u_h stosunku wartości skutecznych danej harmonicznej U_h do napięcia składowej podstawowej U_1, gdzie h jest rzędem harmonicznej i łącznie przez całkowity współczynnik odkształcenia THD.

instalacja odbiorcy
instalacja elektryczna w rozumieniu zapisu w Rozporządzeniu MSWiA z dnia 16 sierpnia 1999 r. w sprawie warunków technicznych użytkowania budynków mieszkalnych za wyjątkiem urządzeń pomiarowych, wszystkie aparaty poniżej punktu dostarczania energii, służące do zasilania użytkowników sieci

interharmoniczna napięcia
napięcie sinusoidalne o częstotliwości zawartej pomiędzy harmonicznymi, tj. częstotliwości nie będącej całkowitą krotnością częstotliwości składowej podstawowej

jednostka generacji lub mikrogenerator
pojedynczy generator energii elektrycznej, w przypadku źródeł PV moduły PV razem z inwerterem

maksymalna moc czynna jednostki generacji P_{Emax} (osiągalna moc czynna jednostki)
największa wartość osiągalnej trwale (w czasie co najmniej 10 min) mocy czynnej jednostki generacji

maksymalna moc pozorna jednostki generacji S_{Emax} (osiągalna moc pozorna jednostki)
największa wartość osiągalnej trwale (w czasie co najmniej 10 min) mocy pozornej jednostki generacji wynikająca z ilorazu maksymalnej mocy czynnej jednostki i współczynnika mocy wskazanego przez OSD

$$S_{E\,max} = \frac{P_{E\,max}}{cos\,\varphi}$$

mała instalacja
odnawialne źródło energii, o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej większej niż 40 kW i nie większej niż 200 kW, przyłączone do sieci elektroenergetycznej o napięciu znamionowym niższym niż 110 kV

miejsce dostarczania energii elektrycznej
punkt w sieci, do którego przedsiębiorstwo energetyczne dostarcza energię elektryczną, określony w umowie o przyłączenie do sieci

migotanie światła (flicker)
wrażenie niestabilności postrzegania wzrokowego spowodowane przez bodziec świetlny, którego luminancja lub rozkład spektralny zmienia się w czasie

mikroinstalacja
odnawialne źródło energii, o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej nie większej niż 40 kW, przyłączone do sieci elektroenergetycznej o napięciu znamionowym niższym niż 110 kV

moc zwarciowa systemu S_{kQ}
moc zwarciowa na szynach rozdzielni SN w GPZ bez udziału generacji po stronie nN

moc zwarciowa w punkcie przyłączenia systemu generacji S_{kPCC}
moc zwarciowa w fizycznym punkcie przyłączenia (PCC), która jest miarodajna do oceny wpływu przyłączenia systemu generacji na pracę sieci

szybka zmiana napięcia ΔU_{max}
pojedyncza szybka zmiana wartości skutecznej napięcia pomiędzy dwoma kolejnymi jego poziomami, które utrzymują się przez skończony, lecz nieokreślony przedział czasu

napięcie znamionowe sieci U_n
wartość skuteczna napięcia jednofazowego 230 V lub trójfazowego 230/400 V

odnawialne źródło energii
źródło wykorzystujące w procesie przetwarzania energię wiatru, promieniowania słonecznego, aerotermalną, geotermalną, hydrotermalną, fal prądów i pływów morskich, spadku rzek oraz energię pozyskiwaną z biomasy, biogazu pochodzącego ze składowisk odpadów, a także biogazu powstałego w procesach odprowadzania lub oczyszczania ścieków albo rozkładu składowanych szczątków roślinnych i zwierzęcych

powolna zmiana napięcia ΔU_a
zwiększenie lub zmniejszenie się średniej 10-minutowej wartości skutecznej napięcia zwykle spowodowane zmianami obciążenia w sieci lub zmianami generacji przyłączonej do tej sieci. W

przypadku powolnej zmiany napięcia, wyrażonej w procentach wartości znamionowej używa się małych liter Δu_a:

$$\Delta u_a = \frac{\Delta U_a}{U_n} 100\%$$

przyłącze
odcinek lub element sieci służący do połączenia urządzeń, instalacji lub sieci odbiorcy o wymaganej przez niego mocy przyłączeniowej z siecią przedsiębiorstwa energetycznego

punkt przyłączenia
punkt w sieci, w którym przyłącze łączy się z siecią

punkt przyłączenia systemu generacji wchodzącego w skład mikroinstalacji lub małej instalacji (PCC)
punkt w sieci brany pod uwagę przy ocenie możliwości przyłączenia systemu generacji – złącze lub inny punkt w sieci nN wskazany przez przedsiębiorstwo energetyczne.

uciążliwość migotania światła
poziom dyskomfortu spowodowany migotaniem światła, wyznaczony metodą pomiarową migotania i określony za pomocą następujących wielkości:

- **wskaźnik krótkookresowego migotania światła (P_{st}),** mierzony przez 10 minut
- **wskaźnik długookresowego migotania światła (P_{lt}),** obliczony z sekwencji 12 kolejnych wartości P_{st} występujących w okresie dwóch godzin

współczynnik mocy cosφ
cosinus przesunięcia fazowego pomiędzy składową podstawową (pierwszą harmoniczną) prądu fazowego oraz napięcia fazowego (tzw. DPF – displacement power factor). Jeśli podczas wytwarzania mocy czynnej wytwarzana jest moc bierna o charakterze indukcyjnym, współczynnik mocy ma charakter indukcyjny (**$\cos\varphi_{ind}$**). Jeżeli podczas wytwarzania mocy czynnej wytwarzana jest moc bierna o charakterze pojemnościowym współczynnik mocy ma charakter pojemnościowy (**$\cos\varphi_{poj}$**). Wartość współczynnika mocy zadawana jest przez operatora systemu dystrybucyjnego (**$\cos\varphi=\cos\varphi_{zadany}$**). Dopuszcza się pracę ze zmiennym współczynnikiem mocy z zadaną przez operatora charakterystyką współczynnika mocy **cosφ(P)**

zmiana napięcia
zwiększenie lub zmniejszenie się skutecznej wartości napięcia z rozróżnieniem powolnej i nagłej zmiany napięcia.

układ zabezpieczeniowy NS
zespół zabezpieczeń stanowiący kompletny układ zabezpieczeń elektroenergetycznych od nadmiernych zmian napięcia i częstotliwości w sieci dla jednostki lub jednostek generacji. W skład układu zabezpieczeniowego NS wchodzą:

- zabezpieczenie od wzrostu napięcia 1-go stopnia, ozn. U>;
- zabezpieczenie od wzrostu napięcia 2-go stopnia, ozn. U>>;
- zabezpieczenie od obniżki napięcia, ozn. U<;
- zabezpieczenie od wzrostu częstotliwości, ozn. f>;
- zabezpieczenie od obniżki częstotliwości, ozn. f<;
- zabezpieczenie od utraty połączenia z siecią (częstotliwościowe lub wektorowe), ozn LOM.

Układ zabezpieczeniowy NS jest własnością właściciela mikroinstalacji i powinien być instalowany jak najbliżej jednostki generacji.

zespół wyłącznikowy ZW
zespół złożony z dwóch elektrycznych szeregowo połączonych łączników (styczniki, wyłączniki). Zespół wyłącznikowy ZW stanowi element wykonawczy dla sygnałów sterujących wychodzących z układu NS.
Zespół ZW jest własnością właściciela mikroinstalacji.
Układ zabezpieczeniowy NS i zespół wyłącznikowy ZW mogą być zintegrowane w jednym urządzeniu

2. Wymagania techniczne dla mikroinstalacji i małych instalacji przyłączanych do sieci dystrybucyjnej niskiego napięcia

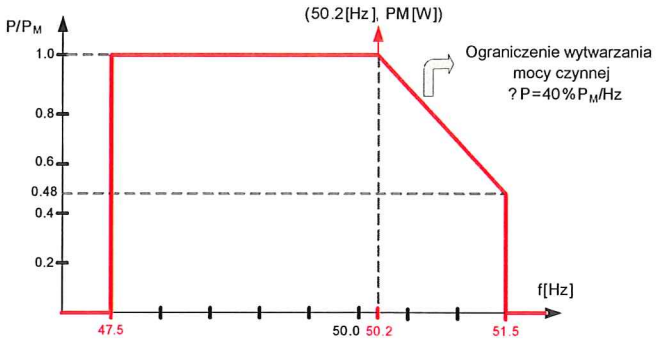
a) źródło wytwórcze powinno posiadać certyfikat (świadectwo) zgodności z normami:
   - PN-EN 61000-3-3:2011 (dotyczy źródeł o prądzie znamionowym ≤16A),
   - PN-EN 61000-3-2:2007 (dotyczy źródeł o prądzie znamionowym ≤16A),
   - PN-EN 50438(dotyczy źródeł o prądzie znamionowym ≤16A),
   - PN-EN 61000-3-11:2004 (dotyczy źródeł o prądzie znamionowym >16A i ≤75A),
   - PN-EN 61000-3-12:2012 (dotyczy źródeł o prądzie znamionowym >16A i ≤75A),

   i aktualnymi dyrektywami Parlamentu Europejskiego i Rady:
   - dyrektywą niskonapięciową LDV (aktualnie 2006/95/WE)
   - dyrektywą kompatybilności elektromagnetycznej (aktualnie 2004/108/WE);

b) źródło wytwórcze o prądzie znamionowym >75A powinno posiadać wyciąg ze sprawozdania jakości energii elektrycznej wytworzonej przez dane źródło,

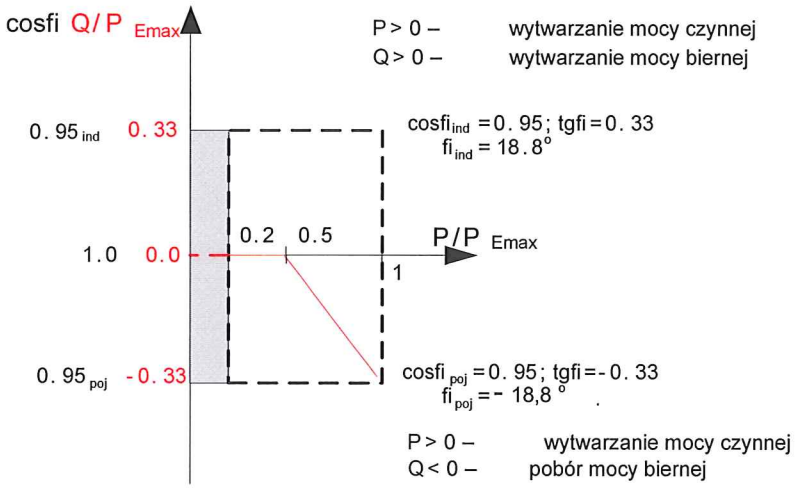
c) źródło wytwórcze przyłączone przez falownik powinno posiadać możliwość regulacji generacji mocy czynnej w następującym zakresie częstotliwości:
   - f = 47,5÷50,2 Hz - możliwość pracy trwałej z maksymalną mocą czynną osiągalną dla danych warunków środowiskowych (nasłonecznienie, siła wiatru),
   - f = 50,2÷51,5 Hz – wszystkie regulowane jednostki generacji powinny redukować (przy wzroście częstotliwości) lub zwiększać (przy zmniejszaniu się częstotliwości) moc czynną P_M z szybkością 40% P_M (P_M - moc czynna wytwarzana w momencie przekroczenia częstotliwości sieciowej 50,2 Hz) na każdy Hz następnego wzrostu częstotliwości. **Nieregulowane jednostki generacji powinny zostać wyłączone**.
   - f < 47,5 Hz i f > 52 Hz – wyłączenie z sieci.

   Wyłączenie jednostki generacji wskutek przekroczenia dopuszczalnej częstotliwości powinno następować z czasem nie przekraczającym 1 s.

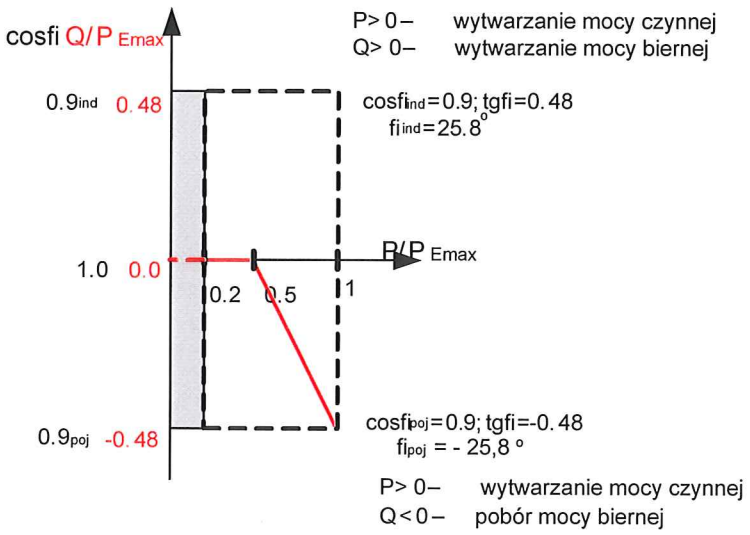


Rys. 1. Wymagana charakterystyka P=f(f) wytwarzania mocy czynnej mikroinstalacji i małej instalacji podczas zmian częstotliwości w sieci dystrybucyjnej nN

d) źródło wytwórcze przyłączone przez falownik powinno posiadać możliwość regulacji generacji mocy biernej według standardowej charakterystyki *cosφ=f(P)*. Standardowe charakterystyki *cosφ=f(P)* przedstawiają Rys. 2 i 3. W zakresie od 20% do 50% mocy czynnej osiągalnej mikroinstalacja lub mała instalacja pracuje jako źródło tylko mocy czynnej tj. przy ***cosφ*=1 tj. *φ=0°***.



Rys. 2. Standardowa charakterystyka cosφ(P) dla źródeł o mocach osiągalnych P_{Emax} od 3,68 kW do 13,8 kW



Rys. 3. Standardowa charakterystyka cosφ(P) dla źródeł o mocach osiągalnych P_{Emax} powyżej 13,8kW

Dopuszcza się pracę źródła wytwórczego w dwóch trybach:

- pracę ze stałym (zadanym) współczynnikiem mocy cosφ,
- pracę ze zmiennym współczynnikiem mocy, w zależności od produkcji mocy czynnej na podstawie standardowej lub zadanej przez operatora charakterystyki cosφ=f(P);

e) źródło wytwórcze o mocy maksymalnej powyżej 100 kW powinny być zdolne do zdalnej redukcji mocy czynnej z krokiem nie większym niż 10% mocy maksymalnej do wartości narzuconej przez OSD;

f) źródło wytwórcze (lub zespół źródeł wytwórczych) powinno być wyposażone w układ zabezpieczeń NS (nad- i podnapięciowych, nad- i podczęstotliwościowych):

- jeśli $\Sigma S_{Amax} \leq 40$ kW to powinien być zastosowany układ zabezpieczeń centralny lub indywidualny dla każdego źródła (np. zintegrowany z inwerterem),
- jeśli $\Sigma S_{Amax} > 40$ kW to powinien być zastosowany układ zabezpieczeń centralny, wspólny dla wszystkich źródeł przyłączonych do tego samego punktu w sieci.

3. Wymagania techniczne dla mikroinstalacji i małych instalacji przyłączanych do sieci dystrybucyjnej niskiego napięcia - w zakresie sterowania i zabezpieczeń:

3.1. Wymagania w zakresie **układu zabezpieczeniowego NS**.

a) Nastawienia funkcji zabezpieczeniowych układu NS.

Wymaga się, aby układ zabezpieczeniowy NS miał zaimplementowane zawarte w tabeli nr 1 nastawy poszczególnych funkcji zabezpieczeniowych.

OSD może nakazać zmiany nastawy pierwszego stopnia nadnapięciowego (U>) jeśli nastawa ta, w zastosowanym układzie NS, jest regulowana. W takim przypadku powinna istnieć możliwość ochrony tej nastawy hasłem.

Tabela nr 1. Nastawy układu zabezpieczeniowego NS

Funkcja zabezpieczenia		Wymagane nastawienie *)		
U_{LN}	U<	0,8 Un	184,0 V	< 100 ms
	U>	1,1 Un	253,0 V	< 100 ms **)
	U>>	1,15 Un	264,0 V	< 100 ms
U_{LL}	U<	0,8 Un	320,0 V	< 100 ms
	U>	1,1 Un	440,0 V	< 100 ms **)
	U>>	1,15 Un	460,0 V	< 100 ms
f<		47,5 Hz		< 100 ms
f>		51,5 Hz		< 100 ms

*) czas < 100 ms wynika z założenia, że łączny czas wyłączenia dla obydwu elementów NS i zespołu wyłącznikowego ZW nie może przekraczać 200 ms i że czas własny ZW jest równy także 100 ms. Jeśli faktyczny czasy działania ZW jest np. 50 ms, to nastawa zabezpieczenia może wynosić 150 ms.

**) Zabezpieczenie reaguje na wartość średniej 10-minutowej, która obliczana jest ciągle, na podstawie szeregu pomiarów wykonywanych co 3 sekundy.

b) Układ zabezpieczeniowy NS powinien być tak zaprojektowany, aby łączny czas wyłączenia jednostek generacji przez zespół wyłącznikowy ZW nie przekraczał 200 ms. Wlicza się do tego czas własny działania układu zabezpieczeniowego NS, zespołu wyłącznikowego oraz nastawionej zwłoki funkcji zabezpieczeniowej.

c) Wartość rozruchowa pierwszego stopnia zabezpieczenia nadnapięciowego U> (jako kryterium działania funkcji zabezpieczeniowej powinna być mierzona z średniej 10-minutowej wyliczanej na podstawie szeregu pomiarów wykonywanych co 3 sekundy.

d) Wymaga się, aby układ zabezpieczeniowy NS posiadał certyfikat który powinien zawierać wyszczególnione wszystkie jego funkcje i nastawy oraz potwierdzenie zgodności z normami.

e) Utrata napięcia pomocniczego zasilającego centralne zabezpieczenie NS lub sterowania zintegrowanym zabezpieczeniem NS powinna prowadzić do natychmiastowego zadziałania zespołu wyłączającego ZW.

f) Funkcje zabezpieczeniowe zintegrowanego NS muszą być zachowane nawet w razie błędnego działania systemu sterowania inwerterem.

g) Centralny układ NS powinien być umieszczony jako niezależny aparat w sąsiedztwie centralnego panelu pomiarowego. Układ NS powinien być przystosowany do zaplombowania lub wprowadzenia hasła zabezpieczającego.

h) Wymaga się, aby centralny układ NS pozwalał na wykonanie testu wyłączenia w celu sprawdzenia działania układu „NS – ZW". W tym celu układ NS powinien posiadać przycisk, którego uruchomienie powinno wyzwolić wyłączniki w ZW. Zadziałanie zespołu wyłącznikowego powinno być wizualizowane na wyłącznikach.

i) Zintegrowany układ zabezpieczeniowy NS powinien działać na zintegrowany (z inwerterem) zespół wyłącznikowy ZW.

j) Układ zabezpieczeniowy NS powinien posiadać pamięć wprowadzanych zmian umożliwiający odtworzenie dokonanych zmian znacznikiem czasu.

3.2. Wymagania w zakresie **układu zespołu wyłącznikowego ZW**.

a) Zespół wyłącznikowy powinien być wyposażony w dwa połączone szeregowo elektryczne łączniki (np. styczniki, wyłączniki mocy).

b) Zespół wyłącznikowy powinien sterowany przez układ zabezpieczeniowy NS i uruchamiany automatycznie po spełnieniu przynajmniej jednego kryterium działania zabezpieczenia. Obydwa elementy mechanicznego zespołu wyłącznikowego powinny działać jako urządzenia powodujące przerwę galwaniczną.

c) Dla jednostek generacji z inwerterem, w systemach generacji o łącznej mocy $P_{Amax} \leq$ 40 kW, zespół wyłącznikowy może być zawarty w inwerterze.

d) W celu zapewnienia widocznej przerwy galwanicznej, niezbędnej podczas prac serwisowych wymagany jest dodatkowy łącznik mechaniczny, np. wyłącznik bezpieczeństwa, stanowiący część zespołu wyłącznikowego.

e) Dla systemów generacji o mocy $P_{Amax} \leq 40$ kW zabezpieczenie napięciowe powinno kontrolować wszystkie trzy napięcia fazowe.

f) Dla systemów generacji o mocy $P_{Amax} > 40$ kW zabezpieczenie napięciowe powinno być trójfazowe i powinno mierzyć trzy napięcia fazowe i trzy napięcia międzyfazowe (napięcia międzyfazowe mogą być też określane na podstawie napięć fazowych). Wymagany zapis w pamięci zabezpieczenia wartości 6 napięć.

g) Zabezpieczenia nad- i podnapięciowe powinny działać przy przekroczeniu nastawionego progu przez co najmniej jedno z mierzonych napięć.

h) Układ zabezpieczeniowy NS powinien umożliwić odczytanie nastawionych wartości dla poszczególnych funkcji oraz raportów z pięciu ostatnich zakłóceń. Przerwa w zasilaniu trwająca 3 s lub dłużej nie powinna powodować utraty zapisu danych raportu. Odczyt powinien być możliwy bezpośrednio z centralnego układu zabezpieczeniowego NS, bez potrzeby stosowania dodatkowych narzędzi, np. wyświetlacza. Dla zintegrowanego układu NS odczyt może być dokonywany poprzez specjalny interfejs danych.

i) Dopuszcza się zastosowanie zintegrowanych zespołów wyłącznikowych w połączeniu z centralnym układem zabezpieczeniowym NS.

j) Łączniki w zespole wyłącznikowym ZW muszą mieć odpowiednią zdolność łączeniową, dostosowaną do maksymalnego prądu bezpieczników od strony sieci dystrybucyjnej lub maksymalnego prądu systemu generacji.

k) Zdolność łączeniową muszą mieć obydwa szeregowe łączniki niezależnie jeden od drugiego.

l) Przynajmniej jeden łącznik powinien działać jako wyłącznik mocy lub stycznik i być odpowiedni dla przepięć kategorii 2. Drugi łącznik może być zrealizowany jako elektroniczny.

m) Dla jednostek generacji wyposażonych w inwerter, zespół wyłącznikowy powinien być zawarty w inwerterze od strony sieci.

n) Zwarcie w inwerterze nie powinno zagrażać funkcji zespołu wyłączającego.

o) Zespół wyłącznikowy ZW powinien być odporny na przepływ prądu zwarciowego w miejscu jego instalacji.

3.3. Wykrywanie pracy wyspowej systemu generacji.

Wykrycie pracy wyspowej systemu generacji powinno skutkować wyłączeniem zespołu wyłącznikowego ZW przez układ zabezpieczeniowy NS w czasie nie dłuższym niż 5 sekund.

Zbiorcze zestawienie wymagań dla systemów generacji w zależności o zainstalowanej mocy przedstawiono w Tabeli 2.

Tabela nr 2. Zbiorcze zestawienie wymagania dla systemów generacji w zależności od zainstalowanej mocy.

<table>
<tr><td>P_{Amax} kW</td><td>≤ 3,16</td><td>≤ 4,6</td><td>≤ 13,8</td><td>> 13,8
≤ 40</td><td>> 40</td><td>> 100
≤ 200</td></tr>
<tr><td>-</td><td>mikroinst.</td><td>mikroinst.</td><td>mikroinst.</td><td>mikroinst.</td><td>mała inst.</td><td>mała inst.</td></tr>
<tr><td>Zdalne sterowanie mocą czynną przez OSD</td><td colspan="5">NIE</td><td>TAK</td></tr>
<tr><td>Automatyczna redukcja mocy czynnej przy f >50,2 Hz wg zadanej charakterystyki P(f)</td><td colspan="6">TAK</td></tr>
<tr><td rowspan="2">Regulacja mocy biernej według zadanej charakterystyki cosφ (P) (powyżej 20%P_{Amax})</td><td>Nie</td><td colspan="2">TAK</td><td colspan="3">TAK</td></tr>
<tr><td>cosφ
w przedz.
od 0,95poj
do 0,95ind</td><td colspan="2">lub cosφ zadany
przez OSD
z przedziału
od 0,95poj
do 0,95ind</td><td colspan="3">lub cosφ zadany
przez OSD z przedziału
od 0,90poj do 0,90ind</td></tr>
<tr><td>Układ zabezpieczeń NS: komplet zabezpieczeń nad- i podnapięciowych, nad- i podczęstotliwościowych oraz od utraty połączenia z systemem</td><td colspan="4">Zintegrowany z inwerterem lub centralny dla $P_{Amax} \leq 40$ kW</td><td colspan="2">Centralny
dla P_{Amax} >40 kW</td></tr>
<tr><td>Sposób przyłączenia</td><td colspan="2">1-fazowo lub 3-fazowo</td><td colspan="4">3-fazowo z maksymalna różnicą w poszczególnych fazach do 4,6 kW</td></tr>
</table>

4. Kryteria przyłączania mikroinstalacji i małych instalacji do sieci dystrybucyjnej niskiego napięcia

Decyzja o przyłączeniu mikroinstalacji bądź małej instalacji do sieci elektroenergetycznej nN wymaga oceny szeregu parametrów odwzorowujących wpływ źródeł energii na warunki pracy sieci. Istotą jest sprawdzenie, czy praca rozważanego źródła nie spowoduje przekroczenia dopuszczalnego poziomu wskaźników jakości energii czy też przeciążenia elementów układu sieciowego.

Przeprowadzenie oceny możliwości przyłączenia wymaga zebrania szeregu danych i informacji o warunkach sieciowych w planowanym punkcie przyłączenia mikroinstalacji lub małej instalacji oraz danych jednostek generacji.

Parametry zwarciowe sieci w punkcie przyłączenia charakteryzują:

- moc zwarciowa w punkcie przyłączenia S_{kPCC} , wyznaczona bez udziału rozważanej generacji,
- impedancja zwarciowa sieci w punkcie przyłączenia $Z_{kPCC}= R_{kPCC}+jX_{kPCC}$,
- argument impedancji zwarciowej sieci w punkcie przyłączenia $\psi_{k,}$.

Pomiędzy parametrami sieci w punkcie przyłączenia systemu generacji występują zależności:

$$Z_{kPCC} = \sqrt{R_{kPCC}^2 + X_{kPCC}^2} \quad ; \quad \psi_{kPCC} = arctan\left(\frac{X_{kPCC}}{R_{kPCC}}\right)$$

$$S_{kPCC} = \sqrt{3} U_n I_{kPCC} = \frac{U_n^2}{Z_{kPCC}}$$

$$Z_{kPCC} = \frac{U_n^2}{S_{kPCC}}$$

Podstawowe parametry źródła wchodzącego w skład mikroinstalacji lub małej instalacji obejmują następujące wielkości:

- maksymalna (osiągalna) moc pozorna jednostki generacji S_{Emax} oraz systemu generacji S_{Amax},
- maksymalna (osiągalna) moc czynna jednostki generacji P_{Emax} oraz systemu generacji P_{Amax},
- współczynnik mocy $cos\varphi$ z podaniem charakteru $cos\varphi_{ind}$ lub $cos\varphi_{poj}$:

$$S_{E\,max} = \frac{P_{E\,max}}{cos\,\varphi_{ind}} \quad lub \quad S_{E\,max} = \frac{P_{E\,max}}{cos\,\varphi_{ipoj}}$$

$$S_{A\,max} = \frac{P_{A\,max}}{cos\,\varphi_{ind}} \quad lub \quad S_{A\,max} = \frac{P_{A\,max}}{cos\,\varphi_{ipoj}}$$

- charakterystyka współczynnika mocy $cos\varphi(P)$,
- współczynnik rozruchu jednostki generacji **k** wynikający ze stosunku prądu rozruchowego jednostki generacji I_{aE} do jej prądu znamionowego I_{rE}

$$k = \frac{I_{aE}}{I_{rE}}$$

Ocena wpływu przyłączenia systemu generacji na pracę sieci nN polega na wyznaczeniu i porównaniu z dopuszczalnymi wartościami następujących wskaźników:

- zmiany napięcia ΔU_a, (Δu_a *w procentach*)
- nagłe zmiany napięcia ΔU_{max}, (Δu_{max} *w procentach*)
- migotanie światła P_{st}, P_{lt}
- harmoniczne i interharmoniczne ***n***
- asymetria napięcia k_{u2}
- zakłócenia komutacyjne d_{kom}
- zakłócenia transmisji sygnałów
- maksymalne prądy zwarciowe.

4.1. Odchylenie i zmiana poziomu napięcia

Według normy PN-EN 50160:2010, w normalnych warunkach pracy napięcia zasilające w sieci niskiego napięcia powinny mieścić się w przedziale $U_n \pm 10\%$. Różnica między wartością aktualną napięcia i znamionową jest odchyleniem napięcia i nie powinno ono przekraczać wartości $\pm 10\% U_n$. Zmiana obciążenia w sieci powoduje zmianę (zwiększenie lub zmniejszenie) wartości napięcia. Podobne skutki wywołuje praca źródeł energii przyłączonych do sieci. Zgodnie z normą PN-EN 61000-3-3:2011 (dla odbiorników o fazowym prądzie ≤16 A) i PN-EN 61000-3-11:2004 (dla odbiorników o fazowym prądzie ≤75 A) **ustalona względna zmiana napięcia** wywołana pracą tych odbiorników nie powinna przekraczać 3,3%. Biorąc powyższe pod uwagę, przyjmuje się, że dla normalnego układu pracy sieci zmiana poziomu napięcia spowodowana pracą wszystkich jednostek wytwórczych w sieci nN nie powinna przekroczyć w żadnym z punktów tej sieci, w tym w rozpatrywanym punkcie przyłączenia mikroinstalacji lub małej instalacji, 3% poziomu napięcia bez generacji. Zmianę napięcia odnosi się do napięcia znamionowego.

$$\Delta u_{a\%} \leq 3\%$$

W przypadku przybliżonej oceny wpływu na poziom napięć w sieci nN więcej niż jednej mikroinstalacji lub małej instalacji dopuszczalne jest zastosowania metody superpozycji. Wpływ wielu mikroinstalacji lub małych instalacji na poziom napięcia w punktach ich przyłączenia określa się wtedy poprzez algebraiczne (tj. ze znakiem) sumowanie zmian napięcia powodowanych pracą poszczególnych mikroinstalacji lub małych instalacji. W określeniu tych zmian napięcia należy uwzględnić charakter generacji tzn. ***cosφ*** indukcyjny ***cosφ$_{ind}$*** lub pojemnościowy ***cosφ$_{poj}$*** mikroinstalacji lub małych instalacji.

Zmiana napięcia w punkcie przyłączenia systemu generacji PCC zależy od mocy zwarciowej w tym punkcie. W obliczeniach przybliżonych pomija się impedancję przyłącza i wtedy do obliczeń bierze się zastępczą impedancję zwarciową na początku przyłącza $\boldsymbol{Z_{kV}=R_{kV}+jX_{kV}}$.

$$Z_{kV} = \sqrt{R_{kV}^2 + X_{kV}^2} \quad ; \quad \psi_{kV} = arctan\left(\frac{X_{kV}}{R_{kV}}\right)$$

W przypadku pracy mikroinstalacji lub małej instalacji o rozważanej mocy osiągalnej $\boldsymbol{S_{Emax}}$ ze współczynnikiem mocy o charakterze indukcyjnym ***cosφ$_{ind}$*** (mikroinstalacja lub mała instalacja oddaje moc bierną indukcyjną do sieci) można wyznaczyć zmianę napięcia w obliczeniowym punkcie przyłączenia $\boldsymbol{\Delta u_a}$ ze wzoru:

$$\Delta u_a = \frac{S_{Emax}(R_{kV}cos|\varphi_{ind}| - X_{kV}sin|\varphi_{ind}|)}{U_n^2}100\%$$

W przypadku pracy mikroinstalacji lub małej instalacji o rozważanej mocy osiągalnej $\boldsymbol{S_{Emax}}$ ze współczynnikiem mocy o charakterze pojemnościowym ***cosφ$_{poj}$*** (mikroinstalacja lub mała instalacja wprowadza do sieci moc bierną o charakterze pojemnościowym) zmiana napięcia w obliczeniowym punkcie przyłączenia $\boldsymbol{\Delta u_a}$ określona jest wtedy wzorem:

$$\Delta u_a = \frac{S_{Emax}(R_{kV}cos|\varphi_{poj}| + X_{kV}sin|\varphi_{poj}|)}{U_n^2}100\%$$

Praca źródła w trybie produkcji tylko mocy czynnej tj. ze stałym współczynnikiem mocy $cos\varphi=1$ tj. $\varphi=0^o$ powoduje podwyższenie napięcia w obliczeniowym punkcie przyłączenia o wartość:

$$\Delta u_a = \frac{S_{Emax}(R_{kV})}{U_n^2}100\%$$

4.2. Wahania napięcia

Zjawisko wahań napięcia, nagłych zmian napięcia, związane jest głównie z operacjami łączeniowymi. Przy odpowiednim nasileniu i częstości tych zjawisk może dojść do zjawiska migotania światła. Wahania napięcia w punkcie przyłączenia systemu generacji PCC spowodowane operacjami łączeniowymi mikroinstalacji lub małej instalacji w normalnych warunkach pracy sieci nie powinny przekroczyć 3% napięcia znamionowego U_n w punkcie przyłączenia.

$$\Delta u_{max} < 3\%$$

Przy czym wartość ta nie może występować częściej niż raz na 10 minut.

Do obliczania wahań napięcia wykorzystuje się następujące wielkości:

- S_{kPCC} - moc zwarciową w miejscu przyłączenia jednostki wytwórczej. W przypadku braku dokładnych danych o przyłączu można wykorzystać moc zwarciową S_{kV} na początku przyłącza.
- S_{Emax} – osiągalną moc pozorną jednostki generacji.
- I_{aE} - prąd rozruchowy jednostki generacji.
- I_{rE} - znamionowy prąd ciągły jednostki generacji.
- k – współczynnik rozruchu.

Możliwe jest oszacowanie wpływu jednostki generacji o zadanym charakterze rozruchu na nagłe zmiany napięcia w punkcie przyłączenia systemu generacji PCC na podstawie wyrażenia:

$$\Delta u_{max} = k\frac{S_{E\,max}}{S_{kPCC}}100\% < 3\%$$

lub

$$\frac{S_{kPCC}}{S_{kE\,max}} > \frac{100k}{3}$$

Gdzie:

$k = \frac{I_{aE}}{I_{rE}}$ - prąd rozruchowy.

Jeśli współczynnik k nie jest wyznaczany na podstawie dokładnych danych jednostki generacji, to można przyjąć wartości referencyjne:

- k=1,2 – dla jednostek generacji przyłączanych przez inwerter, jak np. układy fotowoltaiczne,
- k=1,2 – dla generatorów synchronicznych,
- k=4 – dla generatorów asynchronicznych włączanych do sieci po doprowadzeniu do 95-105% prędkości synchronicznej,
- k=8 – dla generatorów asynchronicznych z rozruchem silnikowym (włączanych do sieci jako silnik).

Korzystając z definicji **współczynnika zwarciowego w punkcie przyłączenia systemu generacji R_{kPCC}**, jako ilorazu mocy zwarciowej w miejscu przyłączenia do mocy osiągalnej urządzenia, który dla urządzeń 3-fazowych symetrycznych wynosi:

$$R_{kPCC} = \frac{S_{kPCC}}{S_{E\,\max}},$$

można wyrazić wzór na szybkie zmiany napięcia z wykorzystaniem współczynnika zwarciowego

$$\Delta u_{max} = \frac{S_{E\,max}}{S_{kPCC}}100\% = \frac{1}{R_{kPCC}}100\% < 3\%$$

Stąd

$$R_{kPCC} = \frac{S_{kPCC}}{S_{E\,max}} > \frac{100k}{3}$$

W tabeli 3 zamieszczono wartości współczynnika zwarciowego $\mathbf{R_{kPCC}}$ wymagane dla jednostek generacji różnego typu (o różnym współczynniku rozruch k) w celu utrzymania nagłych zmian napięci na poziomie dopuszczalnym.

Tab.3 Wymagane wartości współczynnika zwarciowego RkPCC dla jednostek generacji różnego typu (o różnym współczynniku rozruch k).

k	1	1.2	2	4	8	Uwagi
$R_{kPCC} = \frac{S_{kPCC}}{S_{E\max}}$	33,3	40	66,6	133,3	266,6	Dla $\Delta u_{\max} = 3\%$
	20	24	40	80	160	Dla: $\Delta u_{\max} = 5\%$

4.3. Migotanie światła

Przy odpowiednim nasileniu i częstości wahań napięcia związanych z operacjami łączeniowymi może dojść do efektu zauważalnego ludzkim okiem wyrażającego się wrażeniem migotania światła. Parametrem technicznym służącym ocenie uciążliwości migotania światła jest współczynnik długookresowego migotania światła P_{lt} oraz współczynnik krótkookresowego migotania światła P_{st}.

W przypadku migotania światła zastosowanie mają następujące wymagania:

- wartość $\mathbf{P_{st}}$ nie powinna być większa niż 1,0; $P_{st} < 1.0$
- wartość $\mathbf{P_{lt}}$ nie powinna być większa niż 0,65; $P_{lt} < 0.65$

Ponieważ badania migotania światła i wahań napięcia przeprowadza się według tych samych norm, zatem jako kryterium decydujące o przyłączeniu źródła w danym punkcie PCC, ze względu na możliwy efekt migotania światła, można wykorzystać kryterium nawiązujące do badań według normy 61000-3-3/3-11.

Ponadto, jeśli w danym punkcie sieci rozważane jest przyłączenie mikroinstalacji lub małej instalacji zbudowanej z wielu różnych jednostek generacji, to wyznaczenie wypadkowego wskaźnika migotania światła jest możliwe na podstawie wskaźników migotania światła wnoszonych przez poszczególne jednostki generacji:

$$P_{lt} = \sqrt{\sum_{i=1}^{N} P_{ltEi}^2}$$

Dla systemu generacji zbudowanego z N jednostek generacji tego samego typu oszacowanie wypadkowego wskaźnika migotania światła określa wzór:

$$P_{lt} = \sqrt{N} \cdot P_{ltE}$$

4.4. Harmoniczne – emisja harmonicznych w prądzie

Udział harmonicznych w prądzie wypływającym ze źródła do sieci nN ma bezpośredni wpływ na wzrost harmonicznych w napięciu, ze względu na spadki napięć od odkształconego prądu na elementach impedancji systemu. Ograniczenie emisji harmonicznych w prądzie służy więc bezpośrednio zachowaniu ich poziomów dopuszczalnych w napięciu.

Limity dopuszczalne harmonicznych w prądzie ustalone są przez normy:

- PN-EN 61000-2-2:2003 o ogólnych poziomach kompatybilności,
- PN-EN 50438:2010 dla mikroźródeł oraz PN-EN 61000-3-2:2007 dla urządzeń o prądzie znamionowym do 16A,

- PN-EN 61000-3-12:2012 dla urządzeń o prądzie znamionowym >16A i <75A.

Tab. 4. Poziomy dopuszczane emisji harmonicznych prądu dla urządzeń klasy A (PN-EN 61000-3-2:2007) oraz mikroźródeł do 16A (PN-EN 50438:2010)

Rząd harmonicznej n	Maksymalny dopuszczalny prąd harmonicznej [A]
Harmoniczne nieparzyste	
3	2,30
5	1,14
7	0,77
9	0,40
11	0,33
13	0,21
$15 \le n \le 39$	$0,15 \cdot \frac{15}{n}$
Harmoniczne parzyste	
2	1,08
4	0,43
6	0,30
$8 \le n \le 40$	$0,23 \cdot \frac{8}{n}$

W zakresie emisji harmonicznych dla mikroinstalacji o prądzie do 16A znajdują zastosowanie zapisy normy PN-EN 61000-3-2:2007 z ulokowaniem układów mikroinstalacji jako urządzeń klasy „A". Biorąc pod uwagę zapożyczenie elementów normy kompatybilnościowej PN-EN 61000-3-2:2007 dla mikroinstalacji do 16A, oraz od 16 do 75A można wykorzystać analogiczne zapisy normy dla odbiorników o tym zakresie prądów, tj. PN-EN 61000-3-12:2012.

Wprowadzenia limitów harmonicznych w prądzie dla jednostek generacji można dokonać odwołując się do następujących parametrów związanych z miejscem przyłączenia i charakterystyką urządzenia:

- S_{kPCC} - moc zwarciową w miejscu przyłączenia jednostki wytwórczej,
- S_{Emax} – osiągalna moc pozorna jednostki generacji,
- R_{kPCC} – współczynnik zwarciowy w punkcie przyłączenia systemu generacji

$$R_{kPCC} = \frac{S_{kPCC}}{S_{E\max}},$$

- I_{rE} - znamionowy prąd ciągły jednostki generacji,
- I_1 – podstawowy prąd odniesienia tj. wartość skuteczna składowej podstawowej (1-szej harmonicznej) prądu znamionowego I_{rE} uzyskana z pomiaru lub podana przez producenta,
- THD_i (total harmonic distortion) –współczynnik zawartości harmonicznych w prądzie,

$$THD_i = \sqrt{\sum_{n=2}^{40} \left(\frac{I_n}{I_1} \right)^2}$$

- PWHDi (partial weighted harmonic distortion) – częściowo ważony współczynnik odkształcenia harmonicznego w prądzie,

$$PWHD_i = \sqrt{\sum_{n=14}^{40} n \cdot \left(\frac{I_n}{I_1} \right)^2}$$

Poziomy dopuszczalne dla harmonicznych prądu określone są dla minimalnej wartości R_{kPCC}=33. Nie są rozważane współczynniki zwarciowe mniejsze niż 33. Przenosząc zapis na obszar mikroinstalacji i małych instalacji stwierdza się, że certyfikowane mikroinstalacje i małe instalacje można przyłączać w miejscach, gdzie moc zwarciowa w punkcie przyłączenia jest przynajmniej 33 razy większa niż moc planowanego do przyłączenia źródła. Jest to „najsłabszy" dopuszczalny punkt przyłączeniowy przeznaczony do współpracy z urządzeniami emitującymi harmoniczne w prądzie. Dla „mocniejszych" miejsc przyłączenia tj. o większym mocach zwarciowych (mniejszych impedancja zwarciowa systemu) limity dopuszczalne harmonicznych w przepływającym prądzie są większe.

Jeśli mikroinstalacja lub mała instalacja posiada certyfikat zgodności z normami PN-EN 61000-3-2/3-12 oraz jeśli współczynnik zwarciowy w punkcie przyłączenia R_{kPCC} jest przynajmniej równy 33, można przyjąć, że przyłączenie źródła nie wprowadzi harmonicznych prądu ponad dopuszczalne limity.

4.5. Asymetria napięcia

Efekt niesymetrii (asymetrii) napięć w ocenie jakości energii kategoryzowany jest w zjawiskach długoterminowych tj. w przedziałach czasu 10 minutowych i dłuższych. Asymetria widoczna jest poprzez zmianę wartości skutecznych napięć lub ich kątów fazowych w stosunku do symetrycznego układu trzech wektorów. Podstawę oceny stanowi udział składowej przeciwnej napięcia w odniesieniu do składowej zgodnej.

$$k_{u2} = \frac{U_2}{U_1} \cdot 100\%$$

Asymetria napięć może wpływać na pracę trójfazowych odbiorników poprzez przeciążanie prądowe w maszynach wirujących, generację niecharakterystycznych harmonicznych w przekształtnikach energoelektronicznych, problemy z synchronizacją lub błędy w układach sterowania urządzeń. Z tego punktu widzenia nierównomierne rozłożenie w fazach sieci jednofazowych mikroinstalacji i małych instalacji może stać się źródłem przepływu prądów składowej przeciwnej i asymetrii napięć.

Norma PN-EN 61000-2-2: określa poziom kompatybilności dla pracy urządzeń w sieciach publicznych pod względem asymetrii na poziomie **2%** składowej symetrycznej przeciwnej w odniesieniu do składowej symetrycznej zgodnej. W sieciach przemysłowych, o których traktuje zeszyt 2-4 normy, dopuszcza się podwyższony poziom asymetrii do **3%.**

Dodatkowo norma zawiera, iż asymetrię wywołaną przez przyłączanie jednofazowych odbiorników można w praktyce oszacować przez stosunek mocy przyłączanego urządzenia jednofazowego do trójfazowej mocy zwarciowej w miejscu przyłączania.

$$k_{u2} = \frac{U_2}{U_1} \approx \frac{S_{1E\max}}{S_{kPCC}} \rightarrow S_{1E\max} = k_{u2} \cdot S_{kPCC}$$

W przypadku braku dokładnych danych o przyłączu można wykorzystać moc zwarciową S_{kV} na początku przyłącza.

4.6. Wpływ na prądy zwarciowe

Wpływ jednostek generacji na prądy zwarciowe w punkcie przyłączenia zależy od rodzaju jednostek generacji. Dla oszacowania prądu zwarciowego płynącego od danego typu jednostki generacji przyjmuje się następujące wskaźniki:

- $I_{KE}= 8I_{rE}$ dla generatorów synchronicznych,
- $I_{KE}= 6I_{rE}$ dla generatorów asynchronicznych przyłączonych bezpośrednio do sieci,
- $I_{KE}= 1{,}0I_{rE}$ dla źródeł przyłączanych przez przekształtnik (falownik).

Wpływ układów generacji na poziomy prądów zwarciowych w sieci nN winien być uwzględniany z pojawieniem się każdego nowego źródła.

5. Weryfikacja możliwości przyłączenia

Weryfikacja możliwości przyłączenia mikroinstalacji lub małej instalacji do sieci niskiego napięcia polega na:

a) sprawdzeniu zachowania poziomu napięcia w zakresie ±10% U_n oraz zmian napięcia (odchyleń i zmian poziomu napięcia) według poniższej zależności:

$$\Delta u_{a\%} = \frac{S_{Amax}(R_{kPCC}\cos\varphi + X_{kPCC}sin\varphi)}{U_n^2} \cdot 100\% \leq 3\%$$

gdzie:
R_{kPCC}, X_{kPCC} – impedancja i reaktancja sieci w punkcie przyłączenia źródła
cosφ (sinφ) – współczynnik mocy z jakim pracuje źródło
U_n – napięcie sieci

b) sprawdzeniu ograniczeń szybkich zmian napięcia wywołanych załączeniem pojedynczego źródła (wahań napięcia):

$$\Delta u_{max} = k \cdot \frac{S_{Amax}}{S_{kPCC}} \cdot 100\% \leq 3\% \quad \rightarrow \quad \frac{S_{kPCC}}{S_{Amax}} \geq \frac{100 \cdot k}{3}$$

gdzie:
k – współczynnik rozruchu:
k=1,2 (dla źródeł fotowoltaicznych i generatorów synchronicznych)
k=4 (dla generatorów asynchronicznych włączanych do sieci po doprowadzeniu do 95-105% prędkości synchronicznej)
k=8 (dla generatorów asynchronicznych z rozruchem silnikowym - włączanych do sieci jako silnik)

c) sprawdzeniu długotrwałej obciążalności prądowej:

$$I_{max} = \sum I_{rA\,PCC} < I_{dop}$$

gdzie:
$I_{rA\,PCC}$ – maksymalny prąd wprowadzany do sieci przez istniejące i nowe źródła
I_{dop} – prąd dopuszczalny długotrwale linii niskiego napięcia

d) sprawdzeniu wytrzymałości zwarciowej urządzeń elektroenergetycznych:
Niniejsze sprawdzenie polega na obliczeniu maksymalnego prądu zwarciowego jaki może wystąpić na szynach nN w stacji transformatorowej SN/nN po przyłączeniu źródła

wytwórczego (z uwzględnieniem źródeł istniejących) i weryfikacji parametrów istniejących urządzeń elektroenergetycznych pod kątem ich wytrzymałości zwarciowej,

e) sprawdzeniu mocy znamionowej transformatora zainstalowanego w stacji SN/nN:
Weryfikacji podlega spełnienie zależności, aby całkowita moc przyłączeniowa wszystkich źródeł (pracujących lub planowanych do przyłączenia) nie przekroczyła mocy znamionowej transformatora zainstalowanego (lub planowanego w ramach eksploatacji do zainstalowania) w stacji SN/nN.

6. Wyłączenie mikroinstalacji i małych instalacji

OSD ma prawo żądać wyłączenia systemu generacji a także ma prawo dokonać takiego wyłączenia w następujących przypadkach:

- zagrożenie systemu generacji,
- przeciążenie lub wystąpienie ryzyka przeciążenia sieci OSD,
- zagrożenie pozostania systemu generacji w pracy wyspowej,
- zagrożenie stabilności napięciowej,
- nadmierny wzrost częstotliwości,
- konieczność naprawy lub wymiany liczników,
- w razie awaryjnego zarządzania generacją w systemie elektroenergetycznym.

7. Algorytm sprawdzania warunków technicznych przy rozpatrywaniu zgłoszeń i wniosków o przyłączenie mikroinstalacji i małych instalacji do sieci dystrybucyjnej niskiego napięcia