

Wersja polska

**Turbozespoły wiatrowe**  
**Część 21: Pomiar i ocena parametrów jakości energii dostarczanej**  
**przez turbozespoły wiatrowe przyłączone do sieci elektroenergetycznej**  
**(IEC 61400-21:2001)**

Wind turbine generator systems  
Part 21 :  
Measurement and assessment  
of power quality characteristics  
of grid connected wind turbines  
(IEC 61400-21:2001)

Aérogénérateurs  
Partie 21 : Mesurage et évaluation  
des caractéristiques de qualité  
de puissance des éoliennes  
connectées au réseau  
(CEI 61400-21:2001)

Windenergieanlagen  
Teil 21: Anforderungen an die  
Netzverträglichkeit für an ein  
Verbundnetz angeschlossene  
Windenergieanlagen  
(IEC 61400-21:2001)

Niniejsza norma jest polską wersją normy europejskiej EN 61400-21:2002. Została ona przetłumaczona przez Polski Komitet Normalizacyjny i ma ten sam status, co wersje oficjalne.

Norma europejska została przyjęta przez CENELEC w dniu 2002-02-01. Zgodnie z Przepisami Wewnętrznymi CEN/CENELEC członkowie CENELEC są zobowiązani do nadania normie europejskiej statusu normy krajowej bez wprowadzania jakichkolwiek zmian.

Aktualne wykazy norm krajowych (powstałych w wyniku nadania normie europejskiej statusu normy krajowej), łącznie z ich danymi bibliograficznymi, można otrzymać w Sekretariacie Centralnym CENELEC lub w krajowych jednostkach normalizacyjnych będących członkami CENELEC.

Norma europejska została opracowana w trzech oficjalnych wersjach językowych (angielskiej, francuskiej i niemieckiej). Wersja w każdym innym języku, przetłumaczona na odpowiedzialność danego członka CENELEC i notyfikowana w Sekretariacie Centralnym CENELEC, ma ten sam status co wersje oficjalne.

Członkami CENELEC są krajowe jednostki normalizacyjne następujących państw: Austrii, Belgii, Danii, Finlandii, Francji, Grecji, Hiszpanii, Holandii, Irlandii, Islandii, Luksemburga, Malty, Niemiec, Norwegii, Portugalii, Republiki Czeskiej, Szwajcarii, Szwecji, Włoch i Zjednoczonego Królestwa.

# CENELEC

Europejski Komitet Normalizacyjny  
European Committee for Electrotechnical Standardization  
Comité Européen de Normalisation Electrotechnique  
Europäisches Komitee für Elektrotechnische Normung

**Sekretariat Centralny: rue de Stassart 35, B - 1050 Brussels**

## Przedmowa

Tekst dokumentu 88/96/FDIS, przyszłe pierwsze wydanie normy IEC 61400-21, przygotowany przez Komitet Techniczny IEC TC 88, Turbozespoły wiatrowe<sup>N1)</sup>, został przedłożony do równoległego głosowania w IEC-CENELEC i zatwierdzony przez CENELEC jako norma EN 61400-21 w dniu 2002-02-01.

Ustalono następujące daty:

- ostateczny termin opublikowania lub uznanie normy krajowej identycznej z niniejszą normą europejską (dop) 2002-11-01
- ostateczny termin wycofania norm krajowych sprzecznych z niniejszą normą europejską (dow) 2005-02-01

Załączniki oznaczone jako „normatywne” stanowią integralną część normy.

Załączniki oznaczone jako „informacyjne” podano jedynie w celach informacyjnych.

W niniejszej normie załącznik ZA jest załącznikiem normatywnym, a załączniki A i B są załącznikami informacyjnymi.

Załącznik ZA został dodany przez CENELEC.

---

## Nota uznaniowa

Tekst normy międzynarodowej IEC 61400:2001 został przyjęty przez CENELEC jako norma europejska bez jakichkolwiek zmian.

W wersji oficjalnej do bibliografii należy dodać następujące uwagi do wskazanych norm:

- |               |       |   |
|---------------|-------|---|
| IEC 61000-3-3 | UWAGA | Zharmonizowana jako EN 61000-3-3: 1995 (bez modyfikacji). |
| IEC 61400-12  | UWAGA | Zharmonizowana jako EN 61400-12: 1998 (bez modyfikacji).  |

---

<sup>N1)</sup> Odsyłacz krajowy: Odpowiednia nazwa w języku angielskim – Wind turbine systems.

## SPIS TREŚCI

PRZEDMOWA

WPROWADZENIE

- 1 Zakres normy
- 2 Powołania normatywne
- 3 Definicje
- 4 Symbole i jednostki
- 5 Skróty
- 6 Parametry charakteryzujące jakość energii dostarczanej przez turbozespół wiatrowy
  - 6.1 Postanowienia ogólne
  - 6.2 Dane znamionowe
  - 6.3 Maksymalna moc dopuszczalna
  - 6.4 Maksymalna moc zmierzona
  - 6.5 Moc bierna
  - 6.6 Wahania napięcia
  - 6.7 Harmoniczne
- 7 Procedury pomiarowe
  - 7.1 Postanowienia ogólne
  - 7.2 Dane znamionowe
  - 7.3 Maksymalna moc dopuszczalna
  - 7.4 Maksymalna moc zmierzona
  - 7.5 Moc bierna
  - 7.6 Wahania napięcia
  - 7.7 Harmoniczne
- 8 Ocena jakości energii
  - 8.1 Postanowienia ogólne
  - 8.2 Napięcie w stanie ustalonym
  - 8.3 Wahania napięcia
  - 8.4 Harmoniczne

Załącznik A (informacyjny) Wzór sprawozdania

Załącznik B (informacyjny) Wahania napięcia i migotanie światła

Bibliografia

Załącznik ZA Powołania normatywne w normie międzynarodowej  
i ich odpowiedniki europejskie

Rysunek 1 –Elementy składowe układu pomiarowego

Rysunek 2 – Model sieci dla symulacji napięć

Rysunek B.1 – Procedury pomiaru i oceny migotania światła podczas pracy ciągłej turbozespołu wiatrowego

Rysunek B.2 – Procedury pomiaru i oceny zmian napięcia i migotania światła podczas procesów łączeniowych turbozespołu wiatrowego

Rysunek B.3 – Wskaźnik migotania światła w funkcji szybkości wiatru

Tablica 1 – Specyfikacja wymagań dotyczących wyposażenia pomiarowego

Tablica 2 – Specyfikacja wykładników potęgowych według IEC 61000-3-6

Tablica B.1 – Liczba pomiarów  $N_{m,i}$  i częstość występowania  $f_{m,i}$  i  $f_{y,i}$  dla każdego przedziału szybkości wiatru w zakresie od szybkości rozruchowej do 15 m/s

Tablica B.2 – Współczynnik wagowy  $w_i$  dla każdego przedziału szybkości wiatru

Tablica B.3 – Całkowita suma iloczynów współczynnika wagowego pomnożonego przez liczbę pomiarów dla wszystkich przedziałów szybkości wiatru

Tablica B.4 – Ważona dystrybuanta wskaźników migotania światła  $Pr(c < x)$  dla każdego rozkładu prawdopodobieństwa wystąpienia szybkości wiatru

Tablica B.5 – Wynikowy wskaźnik migotania światła podczas pracy ciągłej

Tablica B.6 – Prawdopodobieństwa i percentyle dla różnych szybkości wiatru

## WPROWADZENIE

Celem niniejszej części normy IEC 61400 jest przedstawienie jednolitej metodologii zapewniającej spójność i dokładność pomiaru oraz oceny parametrów charakteryzujących jakość energii dostarczanej przez turboszespoły wiatrowe (SW). Z tego względu termin „jakość energii” obejmuje te charakterystyki elektryczne turboszespołu wiatrowego, które wpływają na jakość napięcia w sieci elektroenergetycznej, do której siłownia jest przyłączona. Normę opracowano oczekując, że będzie ona stosowana przez:

- producenta turboszespołu starającego się dotrzymać określonych parametrów jakości energii;
- nabywcę turboszespołu formułującego wymagania dotyczące tych parametrów jakości energii;
- eksploatatora turboszespołu, któremu może zostać postawione żądanie sprawdzenia, czy deklarowane lub wymagane parametry jakości energii są dotrzymywane;
- projektanta lub operatora turboszespołu, który powinien dokładnie i rzetelnie określić wpływ turboszespołu wiatrowego na jakość napięcia celem upewnienia się, że instalacja została zaprojektowana w sposób zapewniający spełnienie wymagań dotyczących jakości napięcia;
- instytucje dopuszczające siłownię do pracy lub instytucję przeprowadzającą badania podzespołów celem oceny parametrów jakości energii określonego typu turboszespołu;
- projektanta lub operatora sieci, który powinien wskazać wymagany sposób przyłączenia turboszespołu do sieci.

W niniejszej normie zawarto zalecenia dotyczące przeprowadzenia pomiarów i oceny wskaźników jakości energii dostarczanej przez turboszespoły wiatrowe przyłączone do sieci elektroenergetycznej. Norma będzie użyteczna dla stron zaangażowanych w wytwarzanie, projektowanie instalacji, uzyskanie zezwolenia na przyłączenie, prowadzenie ruchu, eksploatację, badania i regulację turboszespołów wiatrowych. Metody pomiaru i analizy zalecane w niniejszej normie, powinny być stosowane przez wszystkie strony celem zapewnienia ciągłego rozwoju i pracy turboszespołów wiatrowych w atmosferze jednoznacznego i pełnego zrozumienia.

W normie opisano procedury pomiaru i analizy, które powinny zapewnić zgodność wyników pomiarów przeprowadzanych przez różne zainteresowane strony.

## TURBOZESPOŁY WIATROWE –

### Część 21: Pomiar i ocena parametrów jakości energii dostarczanej przez turbosespoły wiatrowe przyłączone do sieci elektroenergetycznej

#### 1 Zakres normy

W niniejszej części normy IEC 61400 zawarto:

- definicje i specyfikacje wielkości, jakie należy wyznaczyć celem scharakteryzowania jakości energii dostarczanej przez turbosespół wiatrowy przyłączony do sieci;
- procedury pomiarowe służące do ilościowego opisu charakterystyk;
- procedury oceny zgodności z wymaganiami dotyczącymi jakości energii, łącznie z oceną jakości energii oczekiwanej od danego typu turbosespołu zainstalowanej w określonym miejscu, ewentualnie w zespołach.

Procedury pomiarowe dotyczą pojedynczych turbosespołów wiatrowych przyłączonych do trójfazowych sieci zasilających, w przypadku, gdy turbosespół nie jest wykorzystywana do aktywnego sterowania częstotliwością lub napięciem w jakimkolwiek punkcie sieci. Procedury pomiarowe dotyczą turbosespołów wiatrowych dowolnej wielkości. Norma wymaga jedynie, aby zgodnie z jej zaleceniami badać i charakteryzować te typy turbosespołów, których punkt wspólnego przyłączenia, PCC<sup>N2)</sup>, znajduje się na poziomie napięcia średniego lub wysokiego.

Zmierzone charakterystyki dotyczą jedynie konkretnej konfiguracji ocenianego turbosespołu wiatrowego. Inne konfiguracje, w tym konfiguracje o zmienionych parametrach regulacyjnych, które powodują - z punktu widzenia jakości energii - zmianę w pracy turbosespołu wiatrowego, wymagają osobnej oceny.

Procedury pomiarowe są tak opracowane, aby zapewnić możliwie daleko idącą niezależność od miejsca lokalizacji turbosespołu, co oznacza, że wskaźniki jakości energii zmierzone na przykład w miejscu przeprowadzenia badań zachowają swą ważność także w innych miejscach.

Procedury oceny zgodności z wymaganiami jakości energii dotyczą turbosespołów z punktem PCC na średnim lub wysokim napięciu przyłączonych do systemów elektroenergetycznych o stałej częstotliwości z zakresem zmian  $\pm 1$  Hz, o wystarczających możliwościach regulacji mocy czynnej i biernej oraz obciążonych w stopniu umożliwiającym absorpcję energii wyprodukowanej przez turbosespół wiatrowy. W innych przypadkach zasady procedury opisanej w niniejszej normie mogą być stosowane w charakterze wytycznych do oceny zgodności z wymaganiami jakości energii.

UWAGA 1 W niniejszej normie stosuje się następujące pojęcia dotyczące napięcia w systemie elektroenergetycznym:

- niskie napięcie (NN) odnosi się do przedziału  $U_n \leq 1$  kV;
- średnie napięcie (SN) odnosi się do przedziału  $1 \text{ kV} < U_n \leq 35$  kV;
- wysokie napięcie (WN) odnosi się do przedziału  $U_n > 35$  kV.

UWAGA 2 Zagadnienie interharmoniczności nie jest rozważane w niniejszej normie. Procedury pomiaru i oceny interharmonicznych są opracowywane i będą ustanowione przez odpowiedni komitet IEC.

---

<sup>N2)</sup> Odsyłacz krajowy: PCC jest skrótem angielskiego terminu: point of common coupling.

## 2 Powołania normatywne<sup>N3)</sup>

Wymienione niżej normy zawierają postanowienia, które – poprzez określone powołanie się w treści niniejszej normy – stają się również postanowieniami niniejszej części normy IEC 61400. W przypadku powołań datowanych, kolejne poprawki lub ewentualne aktualizacje nie mają zastosowania. Zachęca się strony zawierające umowy na podstawie niniejszej części normy IEC 61400 do zbadania możliwości zastosowania najnowszego wydania wymienionych niżej norm. W przypadku powołań nie datowanych zastosowanie ma najnowsze wydanie powołanego dokumentu normatywnego. Rejestry aktualnych norm międzynarodowych prowadzą członkowie IEC i ISO.

IEC 60034-1, *Rotating electrical machines - Part 1: Rating and performance*

IEC 60044-1, *Instrument transformers - Part 1: Current transformers*

IEC 60050(161), *International Electrotechnical Vocabulary (IEV) - Chapter 161: Electromagnetic compatibility*

IEC 60050(393), *International Electrotechnical Vocabulary (IEV) - Chapter 393: Nuclear instrumentation: Physical phenomena and basic concepts*

IEC 60050(415), *International Electrotechnical Vocabulary (IEV) - Chapter 415: Wind turbine generator systems*

IEC 60186, *Voltage transformers*

Amendment 1 (1988)

Amendment 2 (1995)

IEC 60688, *Electrical measuring transducers for converting a.c. electrical quantities to analogue or digital signals*

IEC 61000-4-7, *Electromagnetic compatibility (EMC) - Part 4: Testing and measurement techniques - Section 7: General guide on harmonics and interharmonics measurements and instrumentation, for power supply systems and equipment connected thereto*

IEC 61000-4-15, *Electromagnetic compatibility (EMC) - Part 4: Testing and measurement techniques - Section 15: Flickermeter - Functional and design specifications*

IEC 61800-3, *Adjustable speed electrical power drive systems - Part 3: EMC product standard including specific test methods*

---

<sup>N2)</sup> Odsyłacz krajowy: Patrz załącznik krajowy NA.

### 3 Definicje

W niniejszej części normy IEC 61400 zastosowano następujące definicje:

#### 3.1

##### **praca ciągła (dotyczy turbozespołów wiatrowych)**

normalna praca turbozespołu wiatrowego z wyłączeniem procesów uruchamiania i odstawiania

#### 3.2

##### **rozruchowa szybkość wiatru (dotyczy turbozespołów wiatrowych)**

najmniejsza szybkość wiatru na wysokości piasty wirnika, przy której turbozespół wiatrowy rozpoczyna wytwarzanie energii

[IEV 415-03-05]

#### 3.3 wskaźnik migotania światła podczas pracy ciągłej (dotyczy turbozespołów wiatrowych)

znormalizowana miara emisji migotania światła podczas pracy ciągłej turbozespołu wiatrowego:

$$c(y_k) = P_{st, fic} \cdot \frac{S_{k, fic}}{S_n}$$

gdzie

$P_{st, fic}$  - emisja migotania światła z turbozespołu wiatrowego dla sieci zastępczej ;

$S_n$  - znamionowa moc pozorna turbozespołu wiatrowego;

$S_{k, fic}$  - pozorna moc zwarciova dla sieci zastępczej .

UWAGA

Wskaźnik migotania światła przy pracy ciągłej jest taki sam dla krótkiego (10 min) i długiego (2h) okresu czasu.

#### 3.4

##### **skokowy wskaźnik migotania światła (dotyczy turbozespołów wiatrowych)**

znormalizowana miara emisji migotania światła wywołanej pojedynczym procesem łączeniowym w turbozespołu wiatrowego:

$$k_f(y_k) = \frac{1}{130} \cdot \frac{S_{k, fic}}{S_n} \cdot P_{st, fic} \cdot T_p^{0,31}$$

gdzie

$T_p$  - okres pomiarowy, wystarczająco długi dla uzyskania pewności, że zanikł nieustalony przebieg łączeniowy i ograniczony na tyle, by wykluczyć możliwość fluktuacji mocy wskutek turbulencji;

$P_{st, fic}$  - wahania napięcia w sieci zastępczej wywołane pracą turbozespołu wiatrowego;

$S_n$  - znamionowa moc pozorna turbozespołu wiatrowego;

$S_{k, fic}$  - pozorna moc zwarciova dla sieci zastępczej.

### 3.5

#### **maksymalna moc dopuszczalna (dotyczy turbozespołów wiatrowych)**

10-minutowa średnia wartość mocy turbozespołu wiatrowego, której nie należy przekraczać niezależnie od pogody i warunków narzuconych przez sieć elektroenergetyczną

### 3.6

#### **maksymalna moc zmierzona (dotyczy turbozespołów wiatrowych)**

maksymalna moc zmierzona (z określonym czasem uśredniania) podczas ciągłej pracy turbozespołu wiatrowego

### 3.7

#### **kąt fazowy impedancji sieci**

kąt fazowy impedancji zwarciowej sieci elektroenergetycznej:

$$\gamma_k = \arctg(X_k/R_k)$$

gdzie

$X_k$  - reaktancja impedancji zwarciowej sieci elektroenergetycznej;

$R_k$  - rezystancja impedancji zwarciowej sieci elektroenergetycznej.

### 3.8

#### **praca normalna (dotyczy turbozespołów wiatrowych)**

praca bezawaryjna, zgodnie z opisem zawartym w dokumentacji techniczno-ruchowej turbozespołu wiatrowego

[IEV 393-08-12, po aktualizacji]

### 3.9

#### **moc wyjściowa (dotyczy turbozespołów wiatrowych)**

elektryczna moc czynna wytwarzana przez turbozespół wiatrowy na jej zaciskach

[IEV 415-04-02, po aktualizacji]

### 3.10

#### **punkt wspólnego przyłączenia (PCC)**

punkt sieci elektroenergetycznej, elektrycznie najbliższy rozważanemu odbiornikowi, do którego są lub mogą być podłączone inne odbiorniki

UWAGA 1 Odbiornikami tymi mogą być albo urządzenia, sprzęt lub systemy albo wyodrębnione instalacje klienta.

UWAGA 2 W niektórych przypadkach termin „punkt wspólnego przyłączenia” stosuje się tylko w sieciach publicznych.

[IEV 161-07-15, po aktualizacji]

### 3.11

#### **układ odbioru mocy (dotyczy turbozespołów wiatrowych)**

układ elektryczny odbierający energię z turbozespołu wiatrowego i przekazujący ją do sieci elektroenergetycznej

[IEV 415-04-06, po aktualizacji]

### 3.12

#### **znamionowa moc pozorna (dotyczy turbozespołów wiatrowych)**

moc pozorna turbozespołu wiatrowego podczas pracy ze znamionową mocą, znamionowym napięciem i znamionową częstotliwością:

$$S_n = \sqrt{P_n^2 + Q_n^2}$$

gdzie

$P_n$  - znamionowa moc czynna;

$Q_n$  - odpowiadająca jej moc bierna.

### 3.13

#### **prąd znamionowy (dotyczy turbozespołów wiatrowych)**

prąd turbozespołu wiatrowego podczas pracy ze znamionową mocą, znamionowym napięciem i znamionową częstotliwością

### 3.14

#### **moc znamionowa (dotyczy turbozespołów wiatrowych)**

maksymalna ciągła wyjściowa moc elektryczna w normalnych warunkach pracy, na którą zaprojektowano turbozespół wiatrowy

[IEV 415-04-03, po aktualizacji]

### 3.15

#### **znamionowa szybkość wiatru (dotyczy turbozespołów wiatrowych)**

szybkość wiatru, przy której turbozespół wiatrowy osiąga moc znamionową

[IEV 415-03-04, po aktualizacji]

### 3.16

#### **znamionowa moc bierna (dotyczy turbozespołów wiatrowych)**

moc bierna turbozespołu wiatrowego pracującego ze znamionową mocą, znamionowym napięciem i znamionową częstotliwością

### 3.17

#### **postój (dotyczy turbozespołów wiatrowych)**

stan, w którym znajduje się turbozespół wiatrowy po zatrzymaniu

[IEV 415-01-15, po aktualizacji]

### 3.18

#### uruchamianie (dotyczy turbozespołów wiatrowych)

stan przejściowy turbozespołu wiatrowego między postojem a produkcją energii

### 3.19

#### proces łączeniowy (dotyczy turbozespołów wiatrowych)

uruchamianie lub przełączenie pomiędzy generatorami

### 3.20

#### stopień turbulencji

stosunek odchylenia standardowego szybkości wiatru do średniej szybkości wiatru, wyznaczonych na podstawie tego samego zbioru zarejestrowanych próbek szybkości wiatru, zmierzonych w określonym przedziale czasu

[IEV 415-03-25, po aktualizacji]

### 3.21

#### wskaźnik zmiany napięcia (dotyczy turbozespołów wiatrowych)

znormalizowana zmiana napięcia wywołana procesem łączeniowym turbozespołu wiatrowego:

$$k_u(y_k) = \sqrt{3} \cdot \frac{U_{\text{fic,max}} - U_{\text{fic,min}}}{U_n} \cdot \frac{S_{k,\text{fic}}}{S_n}$$

gdzie

$U_{\text{fic, min}}$  i  $U_{\text{fic, max}}$  oznaczają minimalną i maksymalną wartość skuteczną napięcia między przewodem fazowym i zerowym dla sieci zastępczej podczas procesu łączeniowego;

$U_n$  - znamionowe napięcie międzyfazowe;

$S_n$  - znamionowa moc pozorna turbozespołu wiatrowego;

$S_{k,\text{fic}}$  - pozorna moc zwarciova dla sieci zastępczej .

UWAGA Wskaźnik zmiany napięcia  $k_u$  jest definiowany podobnie jak współczynnik  $k_i$  będący ilorazem maksymalnego prądu rozruchowego do prądu znamionowego, przy czym  $k_u$  jest funkcją kąta fazowego impedancji sieci. Największa Najwyższa wartość  $k_u$  jest liczbowo zbliżona do  $k_i$ .

### 3.22

#### turbozespół wiatrowy (TW)

układ przetwarzający kinetyczną energię wiatru w energię elektryczną

### 3.23

#### zaciski turbozespołu wiatrowego

punkt stanowiący część TW i wskazany przez dostawcę TW, w którym TW może zostać przyłączony do układu odbierającego energię

## 4 Symbole i jednostki

W normie tej stosuje się następujące symbole i jednostki.

$\frac{\Delta U_{\text{dyn}}}{U_n}$	maksymalna dopuszczalna zmiana napięcia (%)
$y_k$	kąt fazowy impedancji sieci elektroenergetycznej (stopnie)
$a_m(t)$	kąt fazowy składowej podstawowej mierzonego napięcia (stopnie)
$b$	wykładnik potęgowy związany z sumowaniem składowych harmoniczných
$c(y_k)$	wskaźnik migotania światła podczas pracy ciągłej
$d$	względna zmiana napięcia (%)
$E_{\text{Plti}}$	granica długotrwałej emisji migotania światła
$E_{\text{Psti}}$	granica krótkotrwałej emisji migotania
$f_g$	podstawowa częstotliwość sieci (Hz)
$f_{m,i}$	częstość występowania określonej wartości wskaźnika migotania światła w i-tym przedziale szybkości wiatru
$f_{y,i}$	częstość występowania szybkości wiatru w i-tym przedziale szybkości wiatru
$h$	rząd harmoniczných
$I_{h,i}$	prąd harmoniczných h-tego rzędu dla i-tego turbozespołu
$i_m(t)$	zmierzony prąd chwilowy (A)
$I_n$	prąd znamionowy (A)
$k_f(y_k)$	skokowy wskaźnik migotania światła
$k_i$	stosunek maksymalnego prądu rozruchowego i prądu znamionowego
$k_u(y_k)$	wskaźnik zmiany napięcia
$L_{\text{fic}}$	indukcyjność sieci zastępczej (H)
$N_{10}$	maksymalna liczba procesów łączeniowych tego samego rodzaju w ciągu 10 minut
$N_{120}$	maksymalna liczba procesów łączeniowych tego samego rodzaju w ciągu 120 minut
$N_{\text{bin}}$	całkowita liczba przedziałów szybkości wiatru pomiędzy $v_{\text{cut-in}}$ a 15 m/s
$n_i$	przekładnia transformatora dla i-tej turbiny
$N_m$	całkowita liczba zmierzonych wartości wskaźnika migotania
$N_{m,i}$	liczba zmierzonych wartości wskaźnika migotania światła w i-tym przedziale szybkości wiatru
$N_{m,i,c < x}$	liczba wartości wskaźnika migotania światła mniejszych od x w i-tym przedziale szybkości wiatru
$N_{\text{TW}}$	liczba turbozespołów wiatrowych
$P_{0,2}$	maksymalna zmierzona moc (0,2-sekundowa wartość średnia) (W)
$P_{60}$	maksymalna zmierzona moc (60-sekundowa wartość średnia) (W)
$P_{\text{lt}}$	długookresowy wskaźnik migotania światła
$P_{\text{mc}}$	maksymalna moc dopuszczalna (W)

$P_n$	znamionowa moc czynna turbozespołu wiatrowego (W)
$Pr(c < x)$	dystybuanta wielkości $c$
$P_{st}$	krótkookresowy wskaźnik migotania światła
$P_{st, fic}$	krótkookresowy wskaźnik migotania światła w sieci zastępczej
$Q_{0,2}$	moc bierna (0,2-sekundowa wartość średnia) przy mocy czynnej $P_{0,2}$ (VAr)
$Q_{60}$	moc bierna (60-sekundowa wartość średnia) przy mocy czynnej $P_{60}$ (VAr)
$Q_{mc}$	moc bierna przy mocy czynnej $P_{mc}$ (VAr)
$Q_n$	znamionowa moc bierna turbozespołu wiatrowego (VAr)
$R_{fic}$	rezystancja sieci zastępczej ( $\Omega$ )
$S_{0,2}$	moc pozorna (0,2-sekundowa wartość średnia) przy mocy czynnej $P_{0,2}$ (VA)
$S_{60}$	moc pozorna (60-sekundowa wartość średnia) przy mocy czynnej $P_{60}$ (VA)
$S_k$	zwarciova moc pozorna sieci elektroenergetycznej (VA)
$S_{k, fic}$	zwarciova moc pozorna w sieci zastępczej (VA)
$S_{mc}$	moc pozorna przy mocy czynnej $P_{mc}$ (VA)
$S_n$	znamionowa moc pozorna turbozespołu wiatrowego (VA)
$T_p$	czas trwania stanu przejściowego związanego z procesem łączeniowym (s)
$u_0(t)$	chwilowe napięcie fazowe idealnego źródła napięcia (V)
$u_{fic}(t)$	chwilowe napięcie fazowe symulowane w sieci zastępczej (V)
$U_{fic, max}$	maksymalne napięcie fazowe w sieci zastępczej (V)
$U_{fic, min}$	minimalne napięcie fazowe w sieci zastępczej (V)
$U_n$	znamionowe napięcie międzyfazowe (V)
$v_a$	średnioroczna szybkość wiatru (m/s)
$v_{cut-in}$	rozruchowa szybkość wiatru (m/s)
$v_i$	środek $i$ -tego przedziału szybkości wiatru
$w_i$	współczynnik wagowy $i$ -tego przedziału szybkości wiatru
$X_{fic}$	reaktancja sieci w sieci zastępczej ( $\Omega$ )

## 5 Skróty

W niniejszej normie stosuje się następujące skróty.

przetwornik A/C	przetwornik analogowo-cyfrowy
WN	napięcie wysokie
NN	napięcie niskie
SN	napięcie średnie
PCC	punkt wspólnego przyłączenia
RMS	wartość skuteczna
TW	turbozespół wiatrowy

## 6 Parametry charakteryzujące jakość energii dostarczanej przez turboszpół wiatrowy

### 6.1 Postanowienia ogólne

W niniejszym rozdziale podano wielkości, jakie należy wyznaczyć celem scharakteryzowania jakości energii dla turboszpół wiatrowego. Wzór odpowiedniego raportu zamieszczono w załączniku A.

Należy stosować „generatorową” konwencję znakowania, tzn. zakłada się, że przepływ mocy z turboszpół wiatrowego do sieci elektroenergetycznej ma kierunek dodatni.

### 6.2 Dane znamionowe

Należy określić dane znamionowe turboszpół wiatrowego, obejmujące  $P_n$ ,  $Q_n$ ,  $S_n$ ,  $U_n$  oraz  $I_n$ .

UWAGA W niniejszej normie dane znamionowe wykorzystywane są tylko do celów normalizacyjnych.

### 6.3 Maksymalna moc dopuszczalna

Należy określić wartość maksymalnej mocy dopuszczalnej turboszpół wiatrowego  $P_{mc}$  (dopuszczanej przez układ regulacji).

### 6.4 Maksymalna moc zmierzona

Należy określić maksymalną zmierzoną moc turboszpół wiatrowego w postaci wartości średniej 60-sekundowej,  $P_{60}$ , i 0,2 –sekundowej,  $P_{0,2}$ .

### 6.5 Moc bierna

W tabeli należy podać moc bierną turboszpół wiatrowego w postaci średnich wartości 10-minutowych w zależności od średnich 10-minutowych wartości mocy wyjściowych przy obciążeniu równym 0, 10, ..., 90, 100 % mocy znamionowej. Należy również podać moc bierną przy obciążeniu  $P_{mc}$ ,  $P_{60}$  i  $P_{0,2}$ .

### 6.6 Wahania napięcia

Wahania napięcia (migotanie światła i zmiany napięcia) wywołane przez turboszpół wiatrowy należy charakteryzować w sposób opisany w rozdziałach 6.6.1 i 6.6.2.

#### 6.6.1 Praca ciągła

Wskaźnik migotania światła turboszpół wiatrowego podczas pracy ciągłej,  $c(y_k)$ , podaje się w tabeli jako 99-procentowy percentyl dla kątów fazowych impedancji sieci  $y_k = 30^\circ, 50^\circ, 70^\circ$  i  $85^\circ$ , dla czterech różnych rozkładów szybkości wiatru i średniorocznych szybkościach wiatru równych odpowiednio  $v_a = 6$  m/s, 7,5 m/s,

8,5 m/s i 10 m/s. Należy założyć, że rozkład 10-minutowych wartości średnich szybkości wiatru jest rozkładem Rayleigha (patrz uwaga). Średnioroczna szybkość wiatru odnosi się do poziomu piasty turbiny wiatrowej.

UWAGA Rozkład Rayleigha jest rozkładem prawdopodobieństwa zwykle dobrze przybliżającym roczny rozkład (szybkości wiatru. Rozkład Rayleigha można opisać funkcją:

$$F(v) = 1 - \exp\left(-\frac{P}{4} \left(\frac{v}{v_a}\right)^2\right)$$

gdzie

$F(v)$  - dystrybuanta rozkładu Rayleigha dla szybkości wiatru;

$v_a$  - średnioroczny rozkład szybkości wiatru na poziomie piasty;

$v$  - szybkość wiatru.

### 6.6.2 Procesy łączeniowe

Należy podać charakterystyki następujących rodzajów procesów łączeniowych:

- a) uruchomienie turbozespołu wiatrowego przy rozruchowej szybkości wiatru.
- b) uruchomienie turbozespołu wiatrowego przy znamionowej szybkości wiatru.
- c) najgorszy przypadek przełączania generatorów (mający zastosowanie tylko w przypadku turbozespołów wiatrowych wyposażonych w więcej niż jeden generator lub w generator z wielokrotnymi uzwojeniami).  
Patrz również uwaga 1.

Dla każdego z powyższych rodzajów procesów łączeniowych, należy określić wartości poniższych parametrów (patrz również uwagi 2 i 3):

- 1) maksymalna liczba  $N_{10}$  łączeń w ciągu 10 minut.
- 2) maksymalna liczba  $N_{120}$  łączeń w ciągu 2 godzin.
- 3) wskaźnik skokowego migotania światła  $k_f(y_k)$  dla kątów fazowych impedancji sieci elektroenergetycznej  $y_k = 30^\circ, 50^\circ, 70^\circ$  i  $85^\circ$ .
- 4) Wskaźnik zmiany napięcia  $k_u(y_k)$  dla kątów fazowych impedancji sieci elektroenergetycznej  $y_k = 30^\circ, 50^\circ, 70^\circ$  i  $85^\circ$ .

UWAGA 1 Najgorszy przypadek przełączania generatorów, z uwagi na wartość wskaźnika skokowego migotania światła, definiuje się jako proces łączeniowy dający wskaźnik migotania światła o największej wartości, zaś z uwagi na wskaźnik zmiany napięcia - jako proces łączeniowy dający wskaźnik zmiany napięcia o największej wartości.

UWAGA 2 Wartości parametrów  $N_{10}$  i  $N_{120}$  mogą pochodzić z informacji dostawców, podczas gdy wartości  $k_f(y_k)$  i  $k_u(y_k)$  powinny być zmierzone i obliczone.

UWAGA 3 Zależnie od układu sterowania turbozespołu wiatrowego, maksymalna liczba łączeń w ciągu 2 godzin może być mniejsza niż 12-krotność maksymalnej liczby łączeń w czasie 10 minut.

## 6.7 Harmoniczne

W przypadku turbozespołu wiatrowego z przekształtnikiem energoelektronicznym (patrz uwagi 1, 2, 3 i 4), należy wyznaczyć wartości harmonicznego prądu turbozespołu podczas pracy ciągłej. Należy wyznaczyć wartości poszczególnych harmonicznym w przedziale częstotliwości do 50-tej krotności podstawowej częstotliwości sieci elektroenergetycznej oraz całkowite maksymalne odkształcenie prądu (patrz uwaga 5). Wartości poszczególnych harmonicznym prądu należy podawać jako 10-minutowe wartości średnie wyznaczone dla mocy wyjściowej, dla której dana harmoniczna osiąga wartość maksymalną. Wartości powinny być podane w tabeli w procentach prądu znamionowego. Nie trzeba podawać prądów harmonicznym dowolnego rzędu o wartościach mniejszych niż 0,1 % prądu znamionowego.

**UWAGA 1** Dostępne są informacje o emisji harmonicznym dla niektórych elektrowni wiatrowych z generatorami asynchronicznymi, nie wyposażonymi w przekształtniki energoelektroniczne. Nie ma jednakże uzgodnionej procedury pomiaru emisji harmonicznym dla maszyn asynchronicznych. Co więcej, nie jest znany przypadek, by harmoniczne z takich turbozespołów wiatrowych były dokuczliwe dla klienta lub powodowały uszkodzenie sprzętu. Niniejsza norma nie zawiera zatem wymagań dotyczących pomiaru emisji harmonicznym dla takich turbozespołów wiatrowych.

**UWAGA 2** Generator synchroniczny wytwarza napięcie o kształcie przebiegu czasowego zależnym od rozkładu pola magnetycznego w szczelinie powietrznej i regularności rozkładu uzwojenia stojana. W przypadku turbozespołu wiatrowego z generatorem synchronicznym przyłączonych bezpośrednio do sieci elektroenergetycznej, przebieg czasowy napięcia powinien, zgodnie z rozdziałem 8.4, spełniać wymagania określone w rozdziale 8.9 normy IEC 60034-1. Wówczas turbozespół wiatrowy emituje tylko bardzo ograniczone prądy harmoniczne i interharmoniczne. W związku z tym niniejsza norma nie wymaga ich wyszczególniania.

**UWAGA 3** Harmoniczne uważa się za nieszkodliwe dopóki czas ich występowania jest krótki. Doświadczenia z układami energoelektronicznymi „łagodnego rozruchu” turbozespołów wiatrowych generalnie nie wykazały, aby krótkotrwałe emisje harmonicznym były przyczyną trudności eksploatacyjnych. Z tego powodu w niniejszej normie nie podano wymagań dotyczących harmonicznym krótkotrwałych spowodowanych uruchomieniem turbozespołu wiatrowego lub innymi procesami łączeniowymi.

**UWAGA 4** Odnotowano błędne zadziałanie zabezpieczenia od prądów doziemnych w obwodzie niskonapięciowym, prawdopodobnie wskutek emisji prądów harmonicznym podczas uruchamiania turbozespołu. To zagadnienie może być przedmiotem rozważań w przyszłym wydaniu niniejszej normy.

**UWAGA 5** Przekształtniki energoelektroniczne pracujące z częstotliwością łączeń w zakresie kilohercowym mogą generować harmoniczne o częstotliwościach większych niż pięćdziesięciokrotność podstawowej częstotliwości sieci elektroenergetycznej. Zagadnienie harmonicznym o częstotliwościach przekraczających pięćdziesięciokrotność podstawowej częstotliwości sieci jest przedmiotem rozważań w oczekiwaniu na zdobycie większego doświadczenia, oraz ustalenie właściwych procedur pomiarów i oceny przez odpowiedni komitet IEC.

## 7 Procedury pomiarowe

W podrozdziale 7.1 podano ogólne informacje dotyczące adekwatności pomiarów, wymaganych warunków badań oraz wyposażenia. W podrozdziałach od 7.2 do 7.7 opisano pomiary, jakie należy przeprowadzić celem wyznaczenia wartości wskaźników jakości energii dla ocenianego turbozespołu wiatrowego.

### 7.1 Postanowienia ogólne

Procedury pomiarowe dotyczą pojedynczych turbozespołów wiatrowych przyłączonych do trójfazowej sieci elektroenergetycznej w przypadku, gdy celem ich pracy nie jest aktywna regulacja częstotliwości lub napięcia w dowolnym miejscu sieci.

Ogólnym celem pomiarów jest weryfikacja wskaźników charakteryzujących jakość dostarczanej energii w pełnym zakresie pracy ocenianego turbozespołu wiatrowego. Pomiary nie są wymagane w przypadku szybkości wiatru powyżej 15 m/s (patrz uwaga 1). Wymaganie pomiarów przy wyższych szybkościach wiatru wydłużyłoby bowiem znacznie czas pomiaru z uwagi na rzadkość ich występowania. Nie oczekuje się także, aby prowadziło to do znacząco lepszej weryfikacji wskaźników parametrów charakteryzujących jakość energii dostarczanej przez ocenianą siłownię. Patrz również uwaga 2.

Zmierzone charakterystyki dotyczą wyłącznie określonej konfiguracji ocenianej turbiny. Inne konfiguracje, w tym konfiguracje różniące się parametrami sterowania, które powodują odmienne – z punktu widzenia jakości energii - zachowanie się turbozespołu, wymagają osobnej oceny. Patrz również uwaga 3.

**UWAGA 1** Pomiary wykonywane przy szybkości wiatru powyżej 15 m/s można pominąć. Jeśli są one jednak uwzględniane, to w sprawozdaniu z badań należy podać zakres szybkości wiatru, przy których wykonywano pomiary.

**UWAGA 2** Uwzględnienie pomiarów przy szybkości wiatru powyżej 15 m/s może poprawić dokładność wyznaczenia wskaźnika migotania światła, a w przypadku niektórych konstrukcji turbozespołów wiatrowych może zwiększyć wartość zmierzonej mocy (średnia z 0,2 s). Z uwagi na zachowanie racjonalnego stosunku między kosztami a dokładnością, niniejsza norma nie wymaga uwzględniania pomiarów przy szybkości wiatru powyżej 15 m/s. Uwzględnienie pomiarów przy szybkości wiatru powyżej 15 m/s poprawia wiarygodność wyników uzyskanych zgodnie z procedurą opisaną w podrozdziale 8.3 dla lokalizacji o dużych szybkościach wiatru.

**UWAGA 3** Niektóre konstrukcje turbozespołów wiatrowych zawierają wbudowany transformator. Pomiary charakterystyk elektrycznych powinny być wykonywane na zaciskach turbozespołu. Do dostawcy turbozespołu należy wskazanie, czy zaciski znajdują się po stronie niższego, czy też wyższego napięcia transformatora. Nie oczekuje się, by zmiana napięcia wyjściowego na inne powodowała odmienne zachowanie się turbozespołu z uwagi na jakość energii. W związku z tym w przypadku zmiany napięcia transformatora nie wymaga się osobnej oceny, z wyjątkiem aktualizacji napięcia i prądu znamionowego.

### 7.1.1 Warunki badań

Wymaga się dotrzymania następujących warunków badań (patrz uwaga 1).

- turbosespół wiatrowy powinien być bezpośrednio przyłączona do sieci średniego napięcia przez typowy transformator o mocy znamionowej odpowiadającej co najmniej mocy pozornej występującej, gdy oceniana siłownia pracuje z mocą czynną  $P_{mc}$ .
- zwarciova moc pozorna w punkcie przyłączenia do sieci średniego napięcia powinna być przynajmniej 50 razy większa od mocy pozornej w przypadku, gdy oceniana siłownia pracuje z mocą czynną  $P_{mc}$ . Zwarciova moc pozorną można wyznaczyć z obliczeń lub uzyskać tę wartość od operatora sieci elektroenergetycznej dla stanu przed rozpoczęciem badań turbosespołu. Patrz również uwaga 2.
- całkowite odkształcenie harmoniczne napięcia, dla harmoniczných o rzędach do 50. włącznie, powinno być mniejsze niż 5 %, gdy jest ono mierzone na zaciskach turbosespołu jako wartość średnia 10-minutowa, i siłownia nie generuje mocy elektrycznej. Całkowite odkształcenie harmoniczne napięcia można wyznaczyć na podstawie pomiaru wykonanego bezpośrednio przed badaniami turbosespołu.
- częstotliwość sieci, zmierzona jako 0,2-sekundowa wartość średnia, powinna mieścić się w przedziale  $\pm 1$  % częstotliwości znamionowej, a szybkość jej zmiany zmierzona jako 0,2-sekundowa wartość średnia powinna być mniejsza niż zmiana o wartości 0,2 % częstotliwości znamionowej następująca w czasie 0,2 s. Jeśli wiadomo, że częstotliwość sieci pozostaje bardzo stabilna i z łatwością spełnia powyższe wymagania, co zwykle ma miejsce w przypadku wielkich, wzajemnie połączonych systemów elektroenergetycznych, to nie ma potrzeby jej dalszej oceny. W przeciwnym przypadku, podczas badań trzeba mierzyć częstotliwość napięcia, a dane pomiarowe uzyskane w okresie czasu, gdy częstotliwość ma nieprawidłową wartość muszą być odrzucone.
- napięcie powinno mieścić się w przedziale  $\pm 5$  % jego wartości znamionowej, zmierzonej na zaciskach turbosespołu jako 10-sekundowa wartość średnia. Współczynnik asymetrii napięcia można wyznaczyć w sposób opisany w rozdziale B.3 normy IEC 61800-3. Jeśli wiadomo, że współczynnik asymetrii napięcia z łatwością spełnia powyższe wymagania, to nie ma potrzeby jego dalszej oceny. W przeciwnym przypadku współczynnik asymetrii napięcia należy mierzyć podczas badań, a dane pomiarowe uzyskane w okresie czasu, gdy współczynnik ten ma nieprawidłową wartość muszą być odrzucone.
- stopień turbulencji wyznaczony dla okresu 10-minutowego powinien mieścić się w zakresie między 8 % a 16 %. Stopień turbulencji powinien być oceniany w oparciu o sektorową identyfikację przeszkód i zmienności terenu lub w oparciu o pomiary szybkości wiatru. W każdym przypadku, dane pomiarowe uzyskane w okresie czasu, gdy stopień turbulencji ma wartości z poza dopuszczalnego zakresu muszą być odrzucone. Patrz również uwaga 3.
- warunki otoczenia powinny spełniać wymagania wytwórcy dotyczące oprzyrządowania i turbosespołu. Zazwyczaj nie wynika stąd konieczność bieżących pomiarów warunków środowiskowych, chociaż wymaga się, by były one opisane w ogólny sposób w sprawozdaniu z pomiarów. Patrz również uwaga 4.

UWAGA 1 Wskazane niżej warunki są wymagane dla uzyskania wiarygodnych wyników badań i nie należy ich mylić z warunkami pewnego przyłączenia do sieci i ruchu turbozespołu wiatrowego.

UWAGA 2 Napięcie na zaciskach turbozespołu wiatrowego może ulegać znaczącym zmianom z kilku powodów, w tym wskutek działania samego turbozespołu, jak i wskutek pracy innych źródeł energii i odbiorników przyłączonych do sieci **zasilającej**. Zmiany napięcia spowodowane działaniem turbozespołu wiatrowego można ograniczyć przyłączając ją do „sztywnej” sieci. Racjonalne ograniczenie zmian napięcia dla celów badawczych uzyskuje się stosując zalecane przyłączenie do sieci.

UWAGA 3 Niektóre ze zmierzonych wskaźników jakości energii, tj. maksymalna zmierzona moc i wahania napięcia mogą w niektórych konstrukcjach turbozespołów wiatrowych zależeć w pewnym stopniu od stopnia turbulencji. W zasadzie, wartości charakterystyczne wyznaczone według procedur przedstawionych w 7.4, 7.6.2 i 7.6.3 oraz zmierzone na obiekcie przy niskim stopniu turbulencji mogą być mniejsze od zmierzonych na obiekcie przy wysokim stopniu turbulencji. Jednakże, jak stwierdzono w 7.1.1, wyniki badań powinny być oparte na pomiarach wykonanych jedynie przy stopniu turbulencji mieszczącym się w przedziale między 8 % a 16 %, co zapewni reprezentatywność wyników badań dla warunków, które mogą być traktowane, jako warunki turbulencji normalnej.

UWAGA 4 W przypadku niektórych konstrukcji turbin maksymalna moc zmierzona może zależeć w pewnym stopniu od gęstości powietrza. Dlatego, maksymalna moc, wyznaczona zgodnie z procedurą 7.4 i zmierzona na obiekcie przy niższej gęstości powietrza może być mniejsza niż na obiekcie przy większej gęstości powietrza. Ustalono jednakże, że niepewność wprowadzona przez brak wskazania ograniczonego zakresu gęstości powietrza nie może uzasadnić kosztu dodatkowej aparatury i związanych z nim procedur.

### 7.1.2 Oprzyrządowanie badawcze

Przy opisie pomiarów zakłada się zastosowanie układu pomiarowego z elementami przedstawionymi na rysunku 1.



UWAGA Można stosować konfiguracje alternatywne, np. przetworniki i filtry analogowe mogą zostać zastąpione przez software'owe implementacje ich funkcji stanowiące część cyfrowego układu akwizycji danych. Różne elementy mogą być fizycznie odrębne lub być zintegrowane z pojedynczym przyrządem.

**Rysunek 1 – Elementy układu pomiarowego**

Wyposażenie pomiarowe powinno spełniać wymagania wskazane w tablicy 1.

**Tablica 1 Wykaz wymagań dotyczących wyposażenia pomiarowego**

Oprzyrządowanie	Wymagana dokładność	Zgodność z normą
Przekładniki napięciowe	klasa 1,0	IEC 60186
Przekładniki prądowe	klasa 1,0	IEC 60044-1
Przetworniki mocy pozornej	klasa 1,0	IEC 60688
Przetworniki mocy czynnej	klasa 1,0	IEC 60688
Przetworniki mocy biernej	klasa 1,0	IEC 60688
Anemometr	± 0.5 m/s	-
Filtr + przetwornik A/C + układ akwizycji danych	1 % pełnej skali	-

Zakres pomiarowy i stała czasowa oprzyrządowania badawczego powinny być wystarczające dla pomiaru odpowiednich zmian mierzonych wielkości. Wymagany zakres i stała czasowa zależą od warunków pomiaru.

Z uwagi na dążenie do uzyskania najlepszej dokładności, zakres pomiarowy powinien być z zasady możliwie jak najmniejszy. Dalsze wskazówki dotyczące doboru odpowiedniego zakresu podano w następnych rozdziałach.

Łączna stała czasowa czujników pomiarowych, przetworników i filtrów dolnoprzepustowych, bez anemometru (patrz uwaga) powinien być krótszy niż czas odpowiadający granicy pasma przenoszenia wskazanej w podrozdziałach od 7.2 do 7.7. Częstość próbkowania układu akwizycji danych rejestrującego sygnały filtrowane filtrem dolnoprzepustowym powinna być zawsze przynajmniej dwa razy większa od granicznej częstości pasma przenoszenia.

Do pomiaru szybkości wiatru najlepiej użyć anemometru umieszczonego na wysokości piasty w położeniu, w którym pole prędkości pozostaje niezakłócone przez efekt blokowania lub ślad aerodynamiczny turbiny wiatrowej. Rzetelne wskazania można z reguły uzyskać umieszczając anemometr w odległości 2,5 razy większej od średnicy wirnika, przed turbiną. Zamiennie, szybkość wiatru na wysokości piasty można szacować na podstawie pomiaru na niższym poziomie lub na podstawie skorygowanego pomiaru szybkości wiatru na gondoli, wykonywanego w miarę możliwości łącznie z pomiarem mocy i z wykorzystaniem krzywej mocy. W żadnym przypadku niepewność wynikająca z usytuowania anemometru nie powinna przekraczać  $\pm 1$  m/s.

**UWAGA** Nie ma żadnych szczególnych wymagań dotyczących stałej czasowej anemometru, gdyż jest on stosowany tylko do wyznaczania dziesięciominutowych wartości średnich.

## 7.2 Dane znamionowe

Dane znamionowe należy identyfikować w oparciu o informacje wytwórcy.

## 7.3 Maksymalna moc dopuszczalna

Maksymalną moc dopuszczalną  $P_{mc}$  należy weryfikować w oparciu o informacje wytwórcy.

## 7.4 Maksymalna moc zmierzona

Maksymalna moc zmierzona powinna być mierzona zarówno jako wartość średnia 60-sekundowa,  $P_{60}$ , jak i 20-sekundowa,  $P_{0,2}$ . Pomiar wartości  $P_{0,2}$  powinien odbywać się przy zachowaniu następującej procedury:

- a) próbkowanie jest dokonywane tylko podczas pracy ciągłej;
- b) moc jest mierzona na zaciskach turbozespołu wiatrowego;
- c) pomiary są wykonywane tak, aby w każdym przedziale szybkości wiatru o szerokości 1 m/s, zawartym pomiędzy szybkością rozruchową, a szybkością 15 m/s zarejestrować przynajmniej pięć 10-minutowych serii. Szybkość wiatru jest mierzona jako wartość średnia 10-minutowa;
- d) szybkość wiatru jest mierzona zgodnie z 7.1.2;
- e) dane pomiarowe są sprawdzane, przy czym dane błędne powinny być odrzucone;
- f) mierzona moc jest przetwarzana na wartości średnie w blokach uśredniania o długości 0,2 i 60 sekund;

- g)  $P_{0,2}$  jest wyznaczana jako największa, poprawna 0,2-sekundowa wartość średnia zarejestrowana podczas pomiaru;
- h)  $P_{60}$  jest wyznaczana jako największa, poprawna 60-sekundowa wartość średnia zarejestrowana podczas pomiaru.

Pomiary powinny być wykonywane za pomocą układu pomiarowego przedstawionego na rysunku 1 i przy użyciu przekładników napięciowych i prądowych, przetwornika mocy i anemometru spełniających wymagania określone w tabelicy 1. Granica pasma przenoszenia częstotliwości podczas pomiaru mocy powinna wynosić co najmniej 5 Hz. Zaleca się, by górna granica zakresu pomiarowego mocy przewyższała przynajmniej dwa razy moc znamionową turboszespołu wiatrowego.

## 7.5 Moc bierna

Związek między mocą czynną a bierną należy mierzyć zgodnie z zaleceniami podanymi w podrozdziale 6.5. Stosować należy następującą procedurę:

- a) próbkowanie jest dokonywane tylko podczas pracy ciągłej;
- b) moc czynna i bierna są mierzone na zaciskach turboszespołu wiatrowego;
- c) pomiary są wykonywane tak, aby w każdym przedziale szybkości wiatru o szerokości 1 m/s, zawartym pomiędzy szybkością rozruchową, a szybkością 15 m/s zarejestrować przynajmniej pięć 10-minutowych serii pomiarowych mocy czynnej i biernej. Szybkość wiatru jest mierzona jako wartość średnia 10-minutowa;
- d) próbkowane dane są przetwarzane na wartości średnie 10-minutowe poprzez uśrednianie blokowe dla każdego 10-minutowego okresu;
- e) 10-minutowe dane średnie są porządkowane metodą przedziałów w taki sposób, że moc bierna może zostać wskazana w tabeli dla mocy równej 0, 10, ... 90, 100 % mocy znamionowej, przy czym 0, 10, ... 90, 100 % odpowiadają środkom przyjętych przedziałów mocy czynnej;
- f) moc bierna odpowiadająca mocy czynnej  $P_{mc}$ ,  $P_{60}$  i  $P_{0,2}$  jest wyznaczana poprzez ekstrapolację wyznaczonej pomiarowo relacji między mocą czynną i bierną lub, w razie potrzeby, poprzez rozszerzenie zakresu powyższych pomiarów.

Pomiary powinny być wykonywane za pomocą układu pomiarowego pokazanego na rysunku 1 i przy użyciu przekładników napięciowych i prądowych oraz przetwornika mocy czynnej i biernej spełniających wymagania określone w tabelicy 1. Nie ma żadnych specjalnych wymagań dotyczących granicy pasma przenoszenia układu do pomiaru mocy czynnej i biernej, gdyż pomiary te są wykonywane celem uzyskania 10-minutowej wartości średniej.

## 7.6 Wahania napięcia

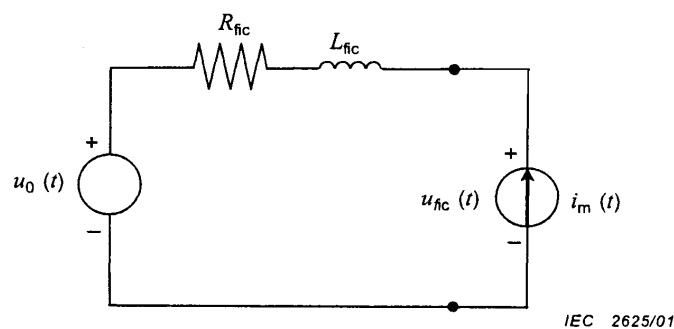
Jak stwierdzono w 7.1.1, badany turboszespoł wiatrowy powinien być przyłączony do sieci elektroenergetycznej średniego napięcia. Sieć średniego napięcia jest zazwyczaj obciążona innymi zmiennymi odbiornikami, które w trakcie badań mogą powodować znaczące wahania napięcia na zaciskach turboszespołu wiatrowego. Dodatkowo, wahania napięcia wywołane przez turboszespoł wiatrowy zależą od charakterystyki sieci elektroenergetycznej. Celem jest uzyskanie wyników, które są niezależne od warunków panujących w sieci elektroenergetycznej w miejscu przeprowadzania badań. Aby to osiągnąć, w normie wskazano metodę,

która wykorzystuje zmierzone na zaciskach turbozespołu wiatrowego przebiegi prądu i napięcia do symulacji wahań napięcia w sieci zastępczej, w której poza siłownią wiatrową brak jest innych źródeł wahań napięcia.

Wykorzystanie sieci zastępczej opisano bardziej szczegółowo w podrozdziale 7.6.1. Dodatkowe procedury pomiaru wahań napięcia rozdzielono na procedury dotyczące pracy ciągłej (patrz 7.6.2) i procesów łączeniowych (patrz 7.6.3). Ten podział odzwierciedla fakt, że emisja migotania światła z turbozespołu wiatrowego podczas pracy ciągłej ma charakter szumu stochastycznego, podczas gdy emisja migotania światła i zmiany napięcia podczas procesów łączeniowych mają charakter ograniczonych w czasie, nierównoczesnych zdarzeń.

### 7.6.1 Sieć zastępcza

Jednofazowy schemat sieci zastępczej przedstawiono na rysunku 2.



Rysunek 2 – Model sieci do symulacji napięcia

Sieć zastępcza zawiera idealne źródło napięcia fazowego o wartości chwilowej  $u_0(t)$  oraz impedancję sieci będącą połączeniem szeregowym rezystancji  $R_{fic}$  i indukcyjności  $L_{fic}$ . Turbozespół wiatrowy jest reprezentowany przez generator prądu  $i_m(t)$ , stanowiącego zmierzoną wartość chwilową prądu fazowego. Ten prosty model daje symulowane napięcie o wartości chwilowej  $u_{fic}(t)$  określonej równaniem:

$$u_{fic}(t) = u_0(t) + R_{fic} \cdot i_m(t) + L_{fic} \cdot \frac{di_m(t)}{dt}. \quad (1)$$

Idealne źródło napięcia  $u_0(t)$  może być realizowane na różne sposoby, lecz charakteryzować się powinno dwiema właściwościami idealnego źródła napięcia:

- napięcie idealne powinno być wolne od jakichkolwiek wahań, tzn. migotanie napięcia powinno być zerowe;
- $u_0(t)$  musi mieć ten sam kąt fazowy  $a_m(t)$ , co składowa podstawowa mierzzonego napięcia. Dzięki temu kąt przesunięcia fazowego pomiędzy  $u_{fic}(t)$  a  $i_m(t)$  jest prawidłowy, o ile tylko  $|u_{fic}(t) - u_0(t)| \ll |u_0(t)|$ .

Aby zapewnić spełnienie powyższych własności,  $u_0(t)$  definiuje się za pomocą wzoru:

$$u_0(t) = \sqrt{\frac{2}{3}} \cdot U_n \cdot \sin(a_m(t)) \quad (2)$$

gdzie  $U_n$  jest wartością skuteczną napięcia znamionowego sieci elektroenergetycznej.

Kąt fazowy składowej podstawowej mierzonego napięcia można opisać równaniem 3

$$a_m(t) = 2 \cdot p \cdot \int_0^t f(t) dt + a_0 \quad (3)$$

gdzie

$f(t)$  - częstotliwość (która może zmieniać się w czasie)

$t$  - czas, jaki upłynął od chwili rozpoczęcia serii pomiarowej

$a_0$  - elektryczny kąt fazowy w chwili  $t=0$ .

Korzystając z poniższego równania 4 należy dobrać wartości  $R_{fic}$  i  $L_{fic}$  tak, aby uzyskać odpowiedni kąt fazowy impedancji  $y_k$ :

$$\operatorname{tg}(y_k) = \frac{2p \cdot f_g \cdot L_{fic}}{R_{fic}} = \frac{X_{fic}}{R_{fic}} \quad (4)$$

Trójfazowa zwarciowa moc pozorna dla sieci zastępczej określona jest poniższym równaniem 5:

$$S_{k, fic} = \frac{U_n^2}{\sqrt{R_{fic}^2 + X_{fic}^2}} \quad (5)$$

Aby upewnić się, że stosowany algorytm miernika migotania światła lub przyrząd pomiarowy zmierzy wartości  $P_{st}$  mieszczące się swobodnie w zakresie pomiarowym wymaganym przez normę IEC 61000-4-15, należy przyjąć odpowiedni stosunek  $S_{k, fic}$  do  $S_n$ . Ponieważ procedura opisana w IEC 61000-4-15 zmierza do stwierdzenia, czy określone wahanie napięcia powoduje migotanie światła, nie zapewnia ona dokładnego pomiaru małych wahań napięcia. Celem uzyskania symulowanych wahań napięcia mieszczących się w zakresie miernika migotania światła, w niniejszej normie proponuje się przyjąć, że stosunek  $S_{k, fic}$  do  $S_n$  wynosi 50, chociaż dobór właściwej wartości tego ilorazu należy do kompetencji oceniającego. Rzeczywista wartość ilorazu nie będzie miała wpływu na uzyskiwane wskaźniki dopóty, dopóki nie doprowadzi ona do stosowania przyrządu poza jego zakresem pomiarowym.

## 7.6.2 Praca ciągła

Wskaźnik migotania światła  $c(\Psi_k, n_a)$  należy wyznaczać zgodnie z zaleceniami podanymi w rozdziale 6.6.1. Należy tego dokonać poprzez pomiar i symulację.

W niniejszym podrozdziale podano szczegółową procedurę, której opis dla celów informacyjnych przedstawiono w rozdziale B.1.

Należy wykonać następujące pomiary:

- a) Na zaciskach turbozespołu wiatrowego należy mierzyć trzy chwilowe prądy fazowe i trzy chwilowe napięcia fazowe. Patrz również uwaga 1.
- b) Pomiary należy przeprowadzić tak, aby w każdym przedziale szybkości wiatru o szerokości 1 m/s, mieszczącym się między szybkością rozruchową a szybkością 15 m/s, wykonać przynajmniej piętnaście 10-minutowych pomiarów przebiegów czasowych napięcia i prądu (pięć serii w trzech fazach). Szybkość wiatru jest mierzona jako wartości średnie 10-minutowe.
- c) Szybkość wiatru powinna być mierzona zgodnie z 7.1.2.
- d) Procesy łączeniowe są wykluczone z wyjątkiem takich, jak np. łączenie kondensatorów występujące podczas ciągłej pracy turbozespołu wiatrowego.

Pomiary powinny być wykonywane za pomocą układu pomiarowego pokazanego na rysunku 1 i przy użyciu przekładników prądowych i napięciowych oraz anemometru o własnościach zgodnych z wymienionymi w tabelicy 1. Górna granica pasma przenoszenia sygnału pomiarowego napięcia i prądu powinna wynosić co najmniej 400 Hz. Patrz uwaga 2.

Wyniki pomiarów muszą być opracowane w sposób umożliwiający wyznaczenie wskaźnika migotania światła z turbozespołu wiatrowego w funkcji kąta fazowego impedancji sieci elektroenergetycznej i rozkładu szybkości wiatru. Należy tego dokonać powtarzając następującą procedurę dla każdego z kątów fazowych impedancji sieci i rozkładów szybkości wiatru wymienionych w 6.6.1.

Po pierwsze, należy wyznaczyć wskaźnik migotania światła dla każdego zbioru zmierzonych 10-minutowych wartości przebiegów czasowych napięcia i prądu. Procedurę dla tego zadania podano poniżej w krokach od 1) do 3).

- 1) Zmierzone przebiegi czasowe należy wstawić do równania 1 celem uzyskania przebiegów czasowych napięcia  $u_{fic}(t)$ .
- 2) Przebiegi czasowe napięcia  $u_{fic}(t)$  należy wstawić do algorytmu migotania światła zgodnego z normą IEC 61000-4-15 celem uzyskania wartości emisji migotania światła  $P_{st,fic}$  w sieci zastępczej dla każdego przebiegu 10-minutowego.
- 3) Wskaźnik migotania światła należy wyznaczyć dla każdej obliczonej wartości emisji migotania, stosując wzór:

$$c(Y_k) = P_{st,fic} \cdot \frac{S_{k,fic}}{S_n} \quad (6)$$

gdzie

$S_n$  - znamionowa moc pozorna turbozespołu wiatrowego;

$S_{k,fic}$  - zwarciova moc pozorna dla sieci zastępczej .

Patrz również uwaga 3.

Po drugie, współczynnik wagowy powinien zostać dobrany do każdego przedziału szybkości wiatru w taki sposób, aby prawidłowo skalować częstość występowania wskaźnika migotania światła odpowiadającego założonemu rozkładowi szybkości wiatru. Procedura wyznaczania współczynnika wagowego opisana jest poniżej, w krokach od 4) do 6).

- 4) Jak wskazano w 6.6.1, założona częstość  $f_{y,i}$  występowania szybkości wiatru w  $i$ -tym przedziale powinna odpowiadać rozkładowi Rayleigha, tj.:

$$f_{y,i} = \exp\left(-\frac{p}{4} \cdot \left(\frac{v_i - 0,5}{v_a}\right)^2\right) - \exp\left(-\frac{p}{4} \cdot \left(\frac{v_i + 0,5}{v_a}\right)^2\right) \quad (7)$$

gdzie

$v_i$  - środek  $i$ -tego przedziału szybkości wiatru;

$v_a$  - założona średnioroczna szybkość wiatru.

- 5) Rzeczywista częstość  $f_{m,i}$  występowania zmierzonych wskaźników migotania światła w  $i$ -tym przedziale szybkości wiatru dana jest wzorem:

$$f_{m,i} = \frac{N_{m,i}}{N_m} \quad (8)$$

gdzie

$N_{m,i}$  - liczba wartości wskaźników migotania światła zmierzonych w  $i$ -tym przedziale szybkości wiatru;

$N_m$  - całkowita liczba wartości wskaźników migotania.

- 6) Współczynnik wagowy należy wyznaczyć dla każdego przedziału o szerokości 1 m/s między  $v_{\text{cut-in}}$  a 15 m/s wstawiając obliczone wartości  $f_{y,i}$  i  $f_{m,i}$  do poniższego równania:

$$w_i = \frac{f_{y,i}}{f_{m,i}} \quad (9)$$

Na zakończenie określa się dystrybuantę ważoną zmierzonych wartości wskaźnika migotania, a wskaźnik migotania światła  $c(y_k, v_a)$  określa się jako 99-procentowy percentyl tej dystrybuanty (patrz uwagi 4 i 5). Procedurę tę przedstawiono w poniższych krokach 7) i 8):

- 7) Dystrybuanta ważona wartości wskaźników migotania światła dana jest wzorem:

$$\Pr(c < x) = \frac{\sum_{i=1}^{N_{\text{bin}}} w_i \cdot N_{m,i,c < x}}{\sum_{i=1}^{N_{\text{bin}}} w_i \cdot N_{m,i}} \quad (10)$$

gdzie

$N_{m,i,c < x}$  - liczba wskaźników migotania światła mniejszych lub równych wartości  $x$  w  $i$ -tym przedziale szybkości wiatru;

$N_{\text{bin}}$  - całkowita liczba przedziałów szybkości wiatru.

8) Wskaźnik migotania światła wyznacza się jako 99-procentowy percentyl dystrybuanty ważonej wskaźników migotania światła. Należy tego dokonać obliczając wartości  $Pr(c < x)$  i odczytując stąd wartości 99-procentowego percentyla.

Kroki od 4) do 8) powyższej procedury opisano bardziej szczegółowo w podrozdziale B.3.

Zgodnie z normą IEC 61000-3-7, wskaźnik długookresowego migotania światła można obliczyć jako pierwiastek trzeciego stopnia z sumy sześciątów 12 kolejnych wskaźników krótkookresowego migotania światła. Biorąc pod uwagę, że emisja migotania światła z turbozespołu wiatrowego jest funkcją szybkości wiatru i że należy wykonywać obliczenia przyjmując, że warunki wiatrowe są niezmiennie przez okres 2 godzin, można się spodziewać równości 12 kolejnych wartości wskaźnika krótkookresowego migotania. Zatem, w przypadku turbozespołów wiatrowych, wskaźnik długookresowego migotania staje się równy wartości krótkotrwałej.

UWAGA 1 Jeśli brak jest dostępu do napięcia fazowego, to należy mierzyć napięcia międzyfazowe, a napięcia fazowe obliczać ze zmierzonych napięć międzyfazowych. Napięcia fazowe można obliczyć na podstawie zmierzonych napięć międzyfazowych posługując się poniższymi wzorami:

$$u_1 = \frac{u_{12} - u_{31}}{3}$$

$$u_2 = \frac{u_{23} - u_{12}}{3}$$

$$u_3 = \frac{u_{31} - u_{23}}{3}$$

gdzie

$u_1, u_2$  i  $u_3$  - chwilowe napięcia fazowe

$u_{12}, u_{31}$  i  $u_{23}$  - chwilowe napięcia międzyfazowe.

UWAGA 2 Przy użyciu algorytmu opisanego w normie IEC 61000-4-5 wyznacza się wartość skuteczną  $u_{fic}(t)$ , a następnie wyklucza się wahania napięcia o częstotliwości większej niż 35 Hz. Niemniej, zgodnie z niniejszą normą, do pomiarów migotania światła podczas pracy ciągłej wymaga się, by granica górna pasma przenoszenia wynosiła 400 Hz, co odpowiada częstotliwości próbkowania nie mniejszej niż 800 Hz. Próbne obliczenia wykazały, że taka częstotliwość próbkowania jest niezbędna dla uzyskania powtarzalnych wyników. Mniejsza częstotliwość próbkowania obniżyłaby dokładność wyznaczenia kąta fazowego składowej podstawowej mierzonego napięcia  $a_m(t)$ .

UWAGA 3 Wzór do obliczeń wskaźnika migotania światła objaśniono bardziej szczegółowo w rozdziale B.4.1.

UWAGA 4 Stosuje się 99-procentowy percentyl, gdyż w ten sposób są zwykle określone wartości graniczne emisji migotania światła.

UWAGA 5 Jak stwierdzono w 6.6.1, wartość  $c(y_k, v_a)$  należy wyznaczyć odpowiednio dla  $v_a = 6$  m/s, 7,5 m/s, 8,5 m/s i 10 m/s. Co więcej, jak stwierdzono w niniejszym podrozdziale, wykonania pomiarów wymaga się tylko dla szybkości wiatru do 15 m/s. Przy założeniu, że rozkład szybkości wiatru jest rozkładem Rayleigha, można wykazać obliczeniami, że szybkość 15 m/s odpowiada 99-procentowemu percentylowi dla  $v_a = 6$  m/s, oraz percentylom 96 %, 91 % i 83 % odpowiednio dla  $v_a = 7,5$  m/s, 8,5 m/s i 10 m/s. Dlatego, pomimo, że wartość  $c(y_k, v_a)$  jest wyznaczana dla rozważanego zbioru, zgodnie z niniejszym podrozdziałem, jako percentyl 99 %, może ona reprezentować mniejsze percentyle z rozkładu Rayleigha dla szybkości wiatru odpowiednio  $v_a = 7,5$  m/s, 8,5 m/s i 10 m/s. Wyjaśniono to bardziej szczegółowo w podrozdziale B.3. Przyjmuje się jednakże, że niepewność rzeczywistych wartości percentyli nie uzasadnia wymagania pomiarów przy wyższych szybkościach wiatru w celu takiego rozciągnięcia zbioru danych, by objąć nimi także 99-procentowe percentyle dla szybkości  $v_a = 7,5$  m/s, 8,5 m/s i 10 m/s. W wielu przypadkach spowodowałoby to bowiem

bardzo znaczne wydłużenie wymaganego czasu badań. Uzgodnienie włączenia pomiarów przy szybkości wiatru powyżej 15 m/s celem poprawy dokładności  $c(y_k, v_a)$  dla  $v_a > 6$  m/s pozostaje sprawą otwartą do uznania użytkowników niniejszej normy.

### 7.6.3 Procesy łączeniowe

W oparciu o informację wytwórcy, dla każdego rodzaju procesu łączeniowego wymienionego w 6.6.2a), 6.6.2b) i 6.6.2c), należy wyznaczyć maksymalną liczbę zdarzeń  $N_{10}$  i  $N_{120}$ . W przypadku, gdy wytwórca turbosespołu nie może wskazać tych danych lub, gdy nie może dostarczyć specyfikacji układu sterowania turbiny wiatrowej wystarczającej dla ich wyznaczenia, należy przyjąć następujące wartości:

- $N_{10} = 10$  i  $N_{120} = 120$  w przypadku 6.6.2a) i 6.6.2c);
- $N_{10} = 1$  i  $N_{120} = 12$  w przypadku 6.6.2b).

Pomiary oraz kolejne symulacje i obliczenia należy prowadzić tak, by na ich podstawie, dla każdego rodzaju procesów wymienionych w 6.6.2a), 6.6.2b) i 6.6.2c) można było wyznaczyć wskaźnik zmiany napięcia  $k_u(y_k)$  i skokowy wskaźnik migotania światła  $k_f(y_k)$ .

W niniejszym podrozdziale podano szczegółową procedurę postępowania, której opis dla potrzeb informacyjnych przedstawiono w rozdziale B.2.

O ile punkty 6.6.2a) i 6.6.2b) dotyczą łączeń przy określonej szybkości wiatru, to zidentyfikowanie warunków odpowiadających punktowi 6.6.2c) jest zadaniem oceniającego. Można tego dokonać poprzez ocenę konstrukcji turbosespołu wiatrowego. Jeśli ten sposób nie jest wystarczająco pewny, należy wykonać pomiary dla określenia warunków odpowiadających punktowi 6.6.2c). Patrz również uwaga 1 w 6.6.2.

Celem wyznaczenia wskaźnika zmiany napięcia  $k_u(y_k)$  i skokowego wskaźnika migotania światła  $k_f(y_k)$ , należy przygotować się do następujących pomiarów:

- a) Na zaciskach turbosespołu wiatrowego należy zmierzyć trzy chwilowe prądy fazowe i trzy chwilowe napięcia fazowe. Patrz również uwaga 2 w punkcie 7.6.2;
- b) Pomiary należy wykonywać przez okres  $T_p$  dostatecznie długi, by zapewnić zanik stanu przejściowego związanego z procesem łączeniowym, oraz dostatecznie krótki, by wykluczyć ewentualne zmiany mocy wskutek turbulencji;
- c) Celem upewnienia się, że wyniki pomiarów są reprezentatywne dla przeciętnych warunków normalnych, dla każdego przypadku zaleca się pomiar pięciokrotny;
- d) Szybkość wiatru należy mierzyć zgodnie z punktem 7.1.2. Wymaga się, aby 10-minutowa średnia wartość szybkości wiatru podczas łączenia była zawarta w przedziale  $\pm 2$  m/s wokół wymaganej szybkości wiatru.

Pomiary należy wykonywać przy użyciu zestawu pomiarowego pokazanego na rysunku 1, stosując przekładniki napięciowe i prądowe oraz anemometr zgodnie ze specyfikacją podaną w tablicy 1. Górna granica pasma pomiarowego napięcia i prądu powinna wynosić co najmniej 1 500 Hz (patrz uwaga 1). W przypadku turbosespołów wiatrowych wykorzystujących urządzenia łagodnego rozruchu lub inne skuteczne sposoby ograniczenia prądów rozruchowych, zaleca się dobór przekładników prądowych na prądy od dwóch do czte-

rech razy większe od prądu znamionowego turbozespołu wiatrowego. W przypadku turbozespołów wiatrowych bez urządzeń ograniczających prąd rozruchowy, zaleca się dobierać przekładniki prądowe na prądy od 10 do 20 razy większe od prądu znamionowego turbozespołu wiatrowego.

Wyniki pomiarów należy poddać analizie zmierzającej do wyznaczenia wskaźnika zmiany napięcia i skokowego wskaźnika migotania światła. Należy tego dokonać stosując następującą procedurę.

- 1) zmierzone przebiegi czasowe wstawić do równania 1 celem uzyskania przebiegów czasowych napięcia  $u_{fic}(t)$ .
- 2) w celu wyznaczenia pojedynczej emisji migotania światła  $P_{st, fic}$  w sieci zastępczej dla każdego przebiegu czasowego  $u_{fic}(t)$ , symulowany przebieg czasowy  $u_{fic}(t)$  wstawić do algorytmu pomiaru migotania światła zgodnego z normą IEC 61000-4-15. W rezultacie, dla każdego przypadku uzyskuje się 15 wartości  $P_{st, fic}$  odpowiadających pięciu przebiegom w trzech fazach.
- 3) Skokowy wskaźnik migotania światła  $k_f(y_k)$  należy obliczać zgodnie z poniższą definicją:

$$k_f(y_k) = \frac{1}{130} \cdot \frac{S_{k, fic}}{S_n} \cdot P_{st, fic} \cdot T_p^{0,31} \quad (11)$$

Patrz również uwaga 2.

- 4) Wskaźnik zmiany napięcia  $k_u(y_k)$  należy obliczać zgodnie z poniższą definicją:

$$k_u(y_k) = \sqrt{3} \cdot \frac{U_{fic, max} - U_{fic, min}}{U_n} \cdot \frac{S_{k, fic}}{S_n} \quad (12)$$

gdzie

$U_{fic, min}$  jest minimalną jednoczesną wartością skuteczną napięcia w sieci zastępczej podczas procesu łączeniowego;

$U_{fic, max}$  jest maksymalną jednoczesną wartością skuteczną napięcia w sieci zastępczej podczas procesu łączeniowego;

Patrz również uwaga 3.

- 5) Skokowy wskaźnik migotania światła oraz wskaźnik zmiany napięcia powinny zostać wyznaczone jako średnie z 15 wartości.

**UWAGA 1** Zapewnienie prawidłowego uwzględnienia we wskaźniku zmiany napięcia i skokowym wskaźniku migotania światła harmonicznych o zmiennych wartościach wywołanych pracą energoelektronicznego układu rozruchu wymaga, by górna granica pasma przenoszenia wynosiła co najmniej 1 500 Hz. Patrz również uwaga 2 w 7.6.2.

**UWAGA 2** Jak wyjaśniono w B.4.2, wzór definiujący skokowy wskaźnik migotania światła zaczerpnięto z normy IEC 61000-3-3.

**UWAGA 3** Wzór definiujący wskaźnik zmiany napięcia objaśniono bardziej szczegółowo w rozdziale B.4.3.

## 7.7 Harmoniczne

Podrozdział ten dotyczy tylko turbozespołów wiatrowych z przekształtnikiem energoelektronicznym.

W przypadku turbozespołu wiatrowego z przekształtnikiem energoelektronicznym, maksymalne prądy harmoniczne generowane przez siłownię w ruchu ciągłym należy wyznaczać w sposób zgodny z rozdziałem 6.7.

Prądy harmoniczne należy mierzyć na zaciskach turbozespołu wiatrowego zgodnie z IEC 61000-4-7. Należy stosować najwyższą klasę dokładności określoną w IEC 61400-4-7.

Wyniki powinny być uzyskane na podstawie obserwacji 10-minutowych (patrz uwaga).

Procedura pomiarowa powinna być dostosowana do turbozespołu wiatrowego, tj. do przypadku w którym można oczekiwać zmiany wartości generowanych prądów harmonicznych w czasie kilku sekund.

**UWAGA** Wykorzystuje się dane uśredniane przez okres dziesięciu minut, ale nie krócej, gdyż średnie 10-minutowe łatwiej wyznaczyć, a oczekuje się, że wyniki będą bardzo zbliżone do wyników uzyskanych z uśredniania w krótszym czasie.

## 8 Ocena jakości energii

### 8.1 Postanowienia ogólne

W niniejszym rozdziale opisano metody oceny oczekiwanej jakości energii dostarczanej przez turbozespół wiatrowy lub grupę turbozespołów zainstalowanych w określonym miejscu (patrz uwaga 3 w rozdziale 7.1.1), przedstawiając je w sposób umożliwiający porównanie wyników z wymaganiami innych publikacji IEC.

Jeśli operatorzy sieci elektrycznej i urzędy regulacyjne stosują swoje własne wymagania zamiast lub w uzupełnieniu norm IEC, to zasady omówione w niniejszym rozdziale można stosować w charakterze wytycznych.

Metody oceny zgodności z wymaganiami dotyczącymi jakości energii znajdują zastosowanie w przypadku turbozespołów wiatrowych z punktem wspólnego przyłączenia na średnim lub wysokim napięciu, w systemach elektroenergetycznych o stałej - z dokładnością do  $\pm 1$  Hz - częstotliwości, o dostatecznych możliwościach regulacji mocy czynnej i biernej oraz dostatecznie obciążonych, by zaabsorbować energię wytwarzaną przez elektrownie wiatrową. W innych przypadkach, zasady oceny zgodności z wymaganiami dotyczącymi jakości energii można stosować nadal w charakterze wytycznych.

Jeśli elektrownia wiatrowa znajduje się w pobliżu czynnego urządzenia przeznaczonego do ciągłej regulacji napięcia, to metody wskazane w następnych podrozdziałach mogą prowadzić do pesymistycznych rezultatów.

U podstawy metod leży założenie, że elektrownia wiatrowa składa się z jednej lub większej liczby turbozespołów wiatrowych z charakterystykami jakości energii zmierzonymi w sposób opisany w niniejszej normie. Na oceniającym spoczywa odpowiedzialność za uwzględnienie wpływu ewentualnych dodatkowych układów regulacyjnych lub innego wyposażenia, które może być częścią rozważanej elektrowni.

Opisane procedury oceny mogą być wykorzystywane przy projektowaniu przyłączenia do sieci elektroenergetycznej. Prawidłowy projekt wymaga rozważenia również wszystkich innych aspektów, poczynając od projektowania sieci, a kończąc na ocenie sygnałów zdalnego sterowania stosowanych w systemie zasilającym (patrz uwaga).

**UWAGA** W niektórych krajach sygnały zdalnego sterowania stosowane bywają w sieci elektroenergetycznej do celów takich jak sterowanie obciążeniami lub taryfami. W ogólności układy te działają w zakresie częstotliwości od 100 Hz do 3 000 Hz, zależnie od miejscowej praktyki.

Przyłączenie generatorów synchronicznych lub asynchronicznych do systemu elektroenergetycznego może spowodować nadmierne tłumienie sygnałów zdalnego sterowania w pobliżu turbozespołów wiatrowych. Celem uniknięcia takiego stanu, konieczne może okazać się zastosowanie urządzenia ochronnego (filtru aktywnego lub pasywnego).

Chociaż z uwagi na zróżnicowanie charakterystyk różnych systemów, nie można podać żadnych ogólnych wytycznych dotyczących oceny efektu tłumiącego generatora, na kwestię tę trzeba zwrócić uwagę podczas oceny wpływu turbozespołu wiatrowego na sieć elektroenergetyczną.

## 8.2 Napięcie w stanie ustalonym

Praca elektrowni wiatrowej może wywierać wpływ na wartość napięcia występującą w stanie ustalonym w sieci elektroenergetycznej, do której elektrownia jest przyłączona. Celem oceny tego wpływu, tj. upewnienia się, że elektrownia nie powoduje wykroczenia napięcia poza dopuszczalne granice, zaleca się przeprowadzenie analiz rozplywu mocy.

Zależnie od celu tej analizy właściwe może być założenie, że elektrownia dostarcza moc  $P_{mc}$  i  $Q_{mc}$  albo  $P_{60}$  i  $Q_{60}$  albo  $P_{0,2}$  i  $Q_{0,2}$ .

Elektrownię z wieloma siłowniami można oceniać biorąc pod rozwagę moc wyjściową w punkcie PCC. Dziesięciminutowe wartości średnie ( $P_{mc}$  i  $Q_{mc}$ ) oraz wartości 60-sekundowe ( $P_{60}$  i  $Q_{60}$ ) mogą być obliczane przez proste sumowanie, podczas gdy wartości średnie 0,2-sekundowe ( $P_{0,2}$  i  $Q_{0,2}$ ) mogą być obliczane zgodnie z poniższymi równaniami 13 i 14:

$$P_{0,2\Sigma} = \sum_{i=1}^{N_{wt}} P_{n,i} + \sqrt{\sum_{i=1}^{N_{wt}} (P_{0,2,i} - P_{n,i})^2} \quad (13)$$

$$Q_{0,2\Sigma} = \sum_{i=1}^{N_{wt}} Q_{n,i} + \sqrt{\sum_{i=1}^{N_{wt}} (Q_{0,2,i} - Q_{n,i})^2} \quad (14)$$

gdzie  $N_{wt}$  jest liczbą turbozespołów w zespole.

**UWAGA** W równaniach 13 i 14 zakłada się, że turbozespoły wiatrowe osiągają maksymalne poziomy mocy w sposób nie skorelowany. W przypadku „słabej” sieci elektroenergetycznej z generatorami asynchronicznymi, może dojść do synchronizacji turbozespołów wiatrowych, co może z kolei silnie uwidocznić maksima i minima związane z częstością przemieszczaniem się łopat. Dodawanie wartości szczytowych mocy przeprowadzone w równaniach 13 i 14 może doprowadzić do niedoszacowania rzeczywistego wpływu na jakości energii.

### 8.3 Wahania napięcia

Emisję migotania światła z elektrowni wiatrowej trzeba ograniczyć w taki sposób, aby mieściły się one w granicach określonych poniższymi nierównościami 15 i 16:

$$P_{st} \leq E_{Psti} \quad (15)$$

$$P_{lt} \leq E_{Plti} \quad (16)$$

gdzie

$P_{st}$  i  $P_{lt}$  - krótko- i długookresowy wskaźnik migotania światła powodowanego pracą elektrowni wiatrowej;

$E_{Psti}$  i  $E_{Plti}$  - krótko- i długookresowe granice emisji migotania światła dla rozważanego PCC.

Dodatkowo, względna zmiana napięcia wywołana działaniem elektrowni wiatrowej musi być ograniczona zgodnie z poniższym równaniem:

$$d \leq \frac{\Delta U_{dyn}}{U_n} \quad (17)$$

gdzie

$d$  - względna zmiana napięcia wskutek procesu łączeniowego elektrowni wiatrowej

$\frac{\Delta U_{dyn}}{U_n}$  - maksymalna dopuszczalna zmiana napięcia.

Zalecane metody oceny wartości granicznych emisji migotania światła oraz maksymalnej dopuszczalnej zmiany napięcia dla instalacji pracujących na poziomie napięć średnich i wysokich podano w IEC 61000-3-7.

Do oceny emisji migotania światła i względnej zmiany napięcia wskutek pracy elektrowni wiatrowej zaleca się stosowanie procedury podanej w następujących podrozdziałach.

#### 8.3.1 Praca ciągła

99-percentylową emisję migotania światła z pojedynczego turbozespołu wiatrowego podczas pracy ciągłej należy szacować korzystając z poniższego równania 18

$$P_{st} = P_{lt} = c(y_k, v_a) \cdot \frac{S_n}{S_k} \quad (18)$$

gdzie

$c(y_k, v_a)$  - wskaźnik migotania światła z turbozespołu wiatrowego przy danym kącie fazowym  $y_k$  impedancji sieci w PCC oraz danej średniorocznej szybkości wiatru  $v_a$  na wysokości piasty turbozespołu wiatrowego w miejscu jej zainstalowania;

$S_n$  - znamionowa moc pozorna turbozespołu wiatrowego;

$S_k$  - zwarciowa moc pozorna w PCC;

Wskaźnik migotania światła z turbozespołu wiatrowego przy wartościach  $y_k$  i  $v_a$  w miejscu jej zainstalowania można wyznaczyć stosując liniową interpolację danych uzyskanych w wyniku pomiarów opisanych w punkcie 7.6.2.

W przypadku, gdy do PCC podłączona jest większa liczba turbozespołów wiatrowych, łączną emisję migotania światła można oszacować z poniższego równania 19

$$P_{st\Sigma} = P_{lt\Sigma} = \frac{1}{S_k} \sqrt{\sum_{i=1}^{N_{wt}} (c_i(y_k, v_a) \cdot S_{n,i})^2} \quad (19)$$

gdzie

- $c_i(y_k, v_a)$  - wskaźnik migotania światła z pojedynczego turbozespołu wiatrowego;
- $S_n$  - znamionowa moc pozorna pojedynczego turbozespołu wiatrowego;
- $N_{wt}$  - liczba turbozespołów wiatrowych podłączonych do PCC.

UWAGA W równaniu 19 zakłada się, że turbozespoły wiatrowe osiągają maksymalne poziomy mocy w sposób nie skorelowany. W przypadku „słabej” sieci z generatorami asynchronicznymi, może dojść do synchronizacji turbozespołów wiatrowych, co może z kolei silnie uwidocznić maksima i minima związane z częstością przemieszczania się łopat. W takim przypadku równanie 19 może prowadzić do niedoszacowania rzeczywistego wpływu na jakość energii.

### 8.3.2 Procesy łączeniowe

Emisję migotania światła wskutek procesu łączeniowego pojedynczego turbozespołu wiatrowego należy szacować posługując się poniższymi równaniami 20 i 21:

$$P_{st} = 18 \cdot N_{10}^{0,31} \cdot k_f(y_k) \cdot \frac{S_n}{S_k} \quad (20)$$

$$P_{lt} = 8 \cdot N_{120}^{0,31} \cdot k_f(y_k) \cdot \frac{S_n}{S_k} \quad (21)$$

gdzie  $k_f(y_k)$  jest skokowym wskaźnikiem migotania światła dla turbozespołu wiatrowego przy danej wartości  $y_k$  w PCC. Patrz również uwaga 1.

Skokowy wskaźnik migotania światła dla turbozespołu wiatrowego, odpowiadający rzeczywistej wartości  $y_k$  w miejscu zainstalowania, można wyznaczyć poprzez liniową interpolację tablicy danych uzyskanych w wyniku pomiarów opisanych w punkcie 7.6.3.

W przypadku, gdy do PCC podłączonych jest więcej turbozespołów wiatrowych, to ich sumaryczną emisję migotania światła można oszacować z poniższych równań 22 i 23:

$$P_{st\Sigma} = \frac{18}{S_k} \cdot \left( \sum_{i=1}^{N_{wt}} N_{10,i} \cdot (k_{f,i}(y_k) \cdot S_{n,i})^{3,2} \right)^{0,31} \quad (22)$$

$$P_{lt\Sigma} = \frac{8}{S_k} \cdot \left( \sum_{i=1}^{N_{wt}} N_{120,i} \cdot (k_{f,i}(y_k) \cdot S_{n,i})^{3,2} \right)^{0,31} \quad (23)$$

gdzie

- $N_{10,i}$  i  $N_{120,i}$  - liczba połączeń dla pojedynczego turbozespołu wiatrowego występujących odpowiednio w ciągu 10 minut i 2 godzin;
- $k_{f,i}(y_k)$  - skokowy wskaźnik migotania światła dla pojedynczego turbozespołu wiatrowego;
- $S_{n,i}$  - znamionowa moc pojedynczej turbiny wiatrowej. Patrz również uwaga 2.

Jeżeli istnieje nadrzędny system sterowania dla całej instalacji, ograniczający całkowitą liczbę łączeń, należy uwzględnić w obliczeniach efekt jego działania.

Względna zmianę napięcia wskutek procesu łączeniowego pojedynczego turbosespołu wiatrowego należy szacować stosując poniższe równanie 24:

$$d = 100 \cdot k_u(y_k) \cdot \frac{S_n}{S_k} \quad (24)$$

gdzie

$d$  - względna zmiana napięcia w %

$k_u(y_k)$  - wskaźnik zmian napięcia turbiny wiatrowej dla danej wartości  $y_k$  w PCC.

Wskaźnik zmiany napięcia turbosespołu wiatrowego, odpowiadający rzeczywistej wartości  $y_k$  w miejscu zainstalowania turbosespołu można wyznaczyć poprzez liniową interpolację tablicy danych uzyskanych w wyniku pomiarów opisanych w punkcie 7.6.3.

W przypadku, gdy do PCC podłączonych jest więcej turbosespołów wiatrowych, jest mało prawdopodobne, aby w dwóch spośród nich wystąpiły procesy łączeniowe w tym samym czasie. W związku z tym, ocena względnej zmiany napięcia wskutek działania elektrowni wiatrowej składającej się z wielu turbosespołów wiatrowych nie wymaga uwzględnienia efektów sumowania

UWAGA 1 Równanie 20 i 21 można wyprowadzić z równania B.4.2 przyjmując czas pomiaru odpowiednio 600 s i 7200 s.

UWAGA 2 Równania 22 i 23 można wyprowadzić podobnie, jak równania 20 i 21, biorąc pod uwagę w sumowaniu liczbę turbosespołów wiatrowych podłączonych do PCC. Sumowanie jest uzasadnione ponieważ przejściowa część procesu łączeniowego, tzn. część, która wnosi istotny wkład do emisji migotania jest zwykle krótkotrwała.

## 8.4 Harmoniczne

Dla uniknięcia niedopuszczalnych napięć harmonicznycych należy ograniczyć w stopniu niezbędnym prądy harmoniczne w PCC.

Nie oczekuje się, aby turbosespół wiatrowy z generatorem asynchronicznym bezpośrednio podłączonym do sieci elektrycznej (tj. bez przekształtnika energoelektronicznego), powodował istotne zaburzenia harmoniczne. Dlatego niniejsza norma nie wymaga ich dalszych ocen. Patrz również uwaga 1 do 6.7.

W przypadku turbosespołu wiatrowego z bezpośrednio podłączonym generatorem synchronicznym (tj. bez przekształtnika energoelektronicznego), dotrzymane powinny być wymagania normy IEC 60034-1 dotyczące odkształcenia przebiegu czasowego. Wówczas turbosespół wiatrowy będzie źródłem jedynie bardzo ograniczonej emisji prądów harmonicznycych, których dalsza ocena nie jest wymagana przez niniejszą normę. Patrz również uwaga 2 w 6.7.

W przypadku turbosespołu wiatrowego z przekształtnikiem energoelektronicznym, można osiągnąć odpowiednie ograniczenia harmonicznycych stosując się do wytycznych podanych w IEC 61000-3-6.

W normie IEC 61000-3-6 podano wytyczne dotyczące sumowania odkształcenia harmonicznego prądów spowodowanego różnymi obciążeniami. Zgodnie z tymi wytycznymi, wartość harmonicznej prądu w PCC,

pochodzącej od elektrowni wiatrowej, w skład której wchodzi szereg turbozespołów, można oszacować stosując poniższe równanie 25:

$$I_{h\Sigma} = \beta \sqrt[\beta]{\sum_{i=1}^{N_{wt}} \left( \frac{I_{h,i}}{n_i} \right)^\beta} \quad (25)$$

gdzie

$N_{wt}$  - liczba turbozespołów wiatrowych przyłączonych w PCC;

$I_{h\Sigma}$  - prąd harmoniczej h-tego rzędu w PCC;

$n_i$  - przekładnia transformatora i-tego turbozespołu;

$I_{h,i}$  - prąd harmoniczej h-tego rzędu dla i-tego turbozespołu wiatrowego;

$\beta$  - wykładnik potęgowy podany w tablicy 2.

Jeśli turbozespoły wiatrowe są jednakowe i są wyposażone w przekształtniki o komutacji naturalnej (sieciowej), to można założyć, że harmoniczne znajdują się ze sobą w fazie. Należy wówczas przyjąć wykładnik potęgowy  $\beta = 1$  dla harmonicznym wszystkich rzędów.

**Tablica 2 – Wykaz wykładników potęgowych według normy IEC 61000-3-6**

Rząd harmoniczej	b
$h < 5$	1,0
$5 \leq h \leq 10$	1,4
$h > 10$	2,0

W równaniu 25 nie uwzględnia się wykorzystania transformatorów o różnych grupach połączeń, które mogą eliminować poszczególne harmoniczne. W takich przypadkach efekt ten należy uwzględnić w odpowiedni sposób w obliczeniach

## Załącznik A (informacyjny)

### Wzór sprawozdania

Niniejszy wzór zaleca się stosować do sprawozdań zawierających wyniki pomiarów wykonywanych w celu scharakteryzowania parametrów jakości energii dla turbozespołu wiatrowego.

#### SPRAWOZDANIE Z BADAŃ JAKOŚCI ENERGII DOSTARCZANEJ PRZEZ TURBOZESPÓŁ WIATROWY

Podane w sprawozdaniu wielkości charakterystyczne dotyczą tylko konkretnej konfiguracji ocenianego turbozespołu wiatrowego. Inne konfiguracje, w tym konfiguracje uzyskane poprzez zmianę parametrów układu regulacji, które powodują odmienne zachowanie się turbozespołu ze względu na jakość energii, wymagają odrębnej oceny.

Nazwa instytucji przeprowadzającej badania	
Numer sprawozdania	
Oznaczenie typu turbozespołu wiatrowego	
Wytwórca turbozespołu wiatrowego	
Numer fabryczny badanego turbozespołu wiatrowego	

Siłownię wiatrowa o powyższych danych identyfikacyjnych przebadano zgodnie z normą IEC 61400-21.

Do niniejszego sprawozdania załączono wyszczególnione niżej dokumenty.

Rodzaj informacji	Nazwa i data dokumentu
Opis badanego turbozespołu wiatrowego wraz z nastawami parametrów regulacji	
Opis miejsca badań i podłączenia do sieci	
Opis wyposażenia badawczego	
Opis warunków badań	
Odstępstwa od IEC 61400-21	

Autor	
Sprawdził	
Zatwierdził	
Data wykonania sprawozdania	

W sprawozdaniu zaznaczono parametry charakterystyczne wyznaczone w sposób odmienny od zaleceń normy IEC 61400-21. Dotyczy to także parametrów wyznaczonych na podstawie obliczeń zamiast pomiarów. Dokumentacja odstępstw od normy IEC 61400-21 zawiera opis zastosowanych procedur alternatywnych.

Uzyskane parametry charakterystyczne podano poniżej.

## A1 Dane ogólne

Rodzaj turbozespołu wiatrowego (wirnik poziomy/pionowy)	
Liczba łopat	
Średnica wirnika (m)	
Wysokość piasty (m)	
Regulacja łopat (skokiem śmigła/oderwaniem)	
Regulacja prędkości obrotowej (bez regulacji/dwa biegi/obroty zmienne)	
Typ i moc(e) znamionowe generatora (kW)	
Typ i moc znamionowa przemiennika częstotliwości (kW)	
Oznaczenia identyfikacyjne zacisków turbozespołu	

## A2 Dane znamionowe

Moc znamionowa, $P_n$ (kW)	
Znamionowa szybkość wiatru, $v_n$ (m/s)	
Znamionowa moc pozorna, $S_n$ (kVA)	
Znamionowa moc bierna, $Q_n$ (kVAr)	
Prąd znamionowy, $I_n$ (A)	
Napięcie znamionowe, $U_n$ (V)	

## A3 Maksymalna moc dopuszczalna

Wartość szacunkowa, $P_{mc}$ (kW)	
Wartość znormalizowana, $p_{mc} = P_{mc}/P_n$	

## A4 Maksymalna moc zmierzona

### A4.1 60-sekundowa wartość średnia

Wartość zmierzona, $P_{60}$ (kW)	
Wartość znormalizowana, $p_{60} = P_{60}/P_n$	

### A4.2 0,2-sekundowa wartość średnia

Wartość zmierzona, $P_{0,2}$ (kW)	
Wartość znormalizowana, $p_{0,2} = P_{0,2}/P_n$	

## A5 Moc bierna

Moc wyjściowa (% $P_n$ )	Moc wyjściowa (kW)	Moc bierna (kVAr)
0		
10		
20		
30		
40		
50		
60		
70		
80		
90		
100		

Szacunkowa moc bierna przy mocy czynnej $P_{mc}$ (kVAr)	
Szacunkowa moc bierna przy mocy czynnej $P_{60}$ (kVAr)	
Szacunkowa moc bierna przy mocy czynnej $P_{0,2}$ (kVAr)	

## A6 Wahania napięcia

### A6.1 Praca ciągła

Kąt fazowy impedancji sieci, $y_k$ (deg)	30	50	70	85
Średnioroczna szybkość wiatru, $v_a$ (m/s)	Wskaźnik migotania, $c(y_k, v_a)$			
6,0				
7,5				
8,5				
10,0				

## A6.2 Procesy łączeniowe

Rodzaj łączenia	Uruchomienie przy rozruchowej szybkości wiatru			
Maksymalna liczba łączy, $N_{10}$				
Maksymalna liczba łączy, $N_{120}$				
Kąt fazowy impedancji sieci, $\gamma_k$ (deg)	30	50	70	85
Skokowy wskaźnik migotania światła, $k_f(\gamma_k)$				
Wskaźnik zmiany napięcia, $k_u(\gamma_k)$				

Rodzaj łączenia	Uruchomienie przy znamionowej szybkości wiatru			
Maksymalna liczba łączy, $N_{10}$				
Maksymalna liczba łączy, $N_{120}$				
Kąt fazowy impedancji sieci, $\gamma_k$ (deg)	30	50	70	85
Skokowy wskaźnik migotania światła, $k_f(\gamma_k)$				
Wskaźnik zmiany napięcia, $k_u(\gamma_k)$				

Rodzaj łączenia	Najbardziej niekorzystny przypadek łączenia pomiędzy generatorami			
Maksymalna liczba łączy, $N_{10}$				
Maksymalna liczba łączy, $N_{120}$				
Kąt fazowy impedancji sieci, $\gamma_k$ (deg)	30	50	70	85
Skokowy wskaźnik migotania światła, $k_f(\gamma_k)$				
Wskaźnik zmiany napięcia, $k_u(\gamma_k)$				

## A7 Harmoniczne

Niniejszy rozdział dotyczy tylko turbozespołów wiatrowych z przekształtnikiem energoelektronicznym

Rząd	Moc wyjściowa (kW)	Harmoniczna prądu (% $I_n$ )	Rząd	Moc wyjściowa (kW)	Harmoniczna prądu (% $I_n$ )
2			3		
4			5		
6			7		
8			9		
10			11		
12			13		
14			15		
16			17		
18			19		
20			21		
22			23		
24			25		
26			27		
28			29		
30			31		
32			33		
34			35		
36			37		
38			39		
40			41		
42			43		
44			45		
46			47		
48			49		
50					

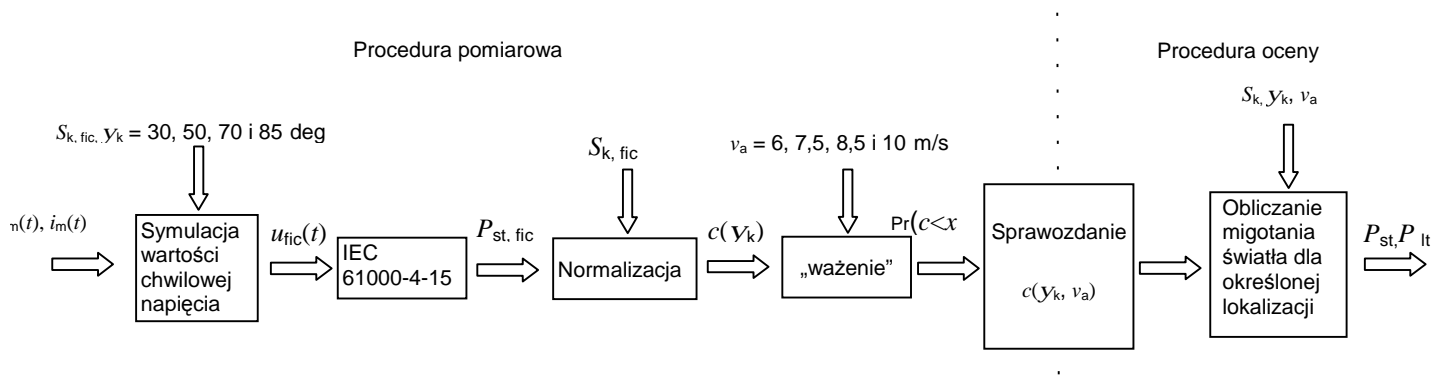
Maksymalna wartość całkowitego współczynnika odkształcenia harmonicznego (% $I_n$ )	
Moc wyjściowa, przy której całkowity współczynnik odkształcenia harmonicznego osiąga wartość maksymalną (kW)	

## Załącznik B (informacyjny)

### Wahania napięcia i migotanie światła

#### B1 Praca ciągła

Procedury pomiaru i oceny migotania światła podczas pracy ciągłej pokazano na rysunku B.1. Rysunek B.1 wskazuje, że procedura pomiarowa jest dość wyczerpująca, a procedura oceny – dość prosta.



Rysunek B.1 – Procedury pomiaru i oceny migotania światła podczas pracy ciągłej turboszespołu wiatrowego

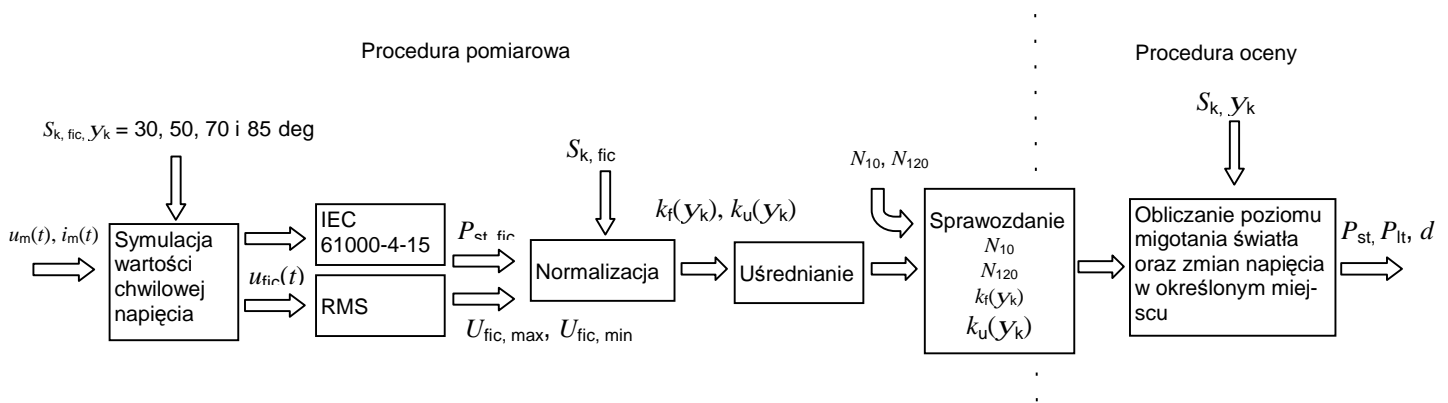
Opis procedury pomiarowej, jak na rysunku B.1 jest następujący:

- mierzy się pewną liczbę przebiegów czasowych napięcia i prądu  $u_m(t)$  i  $i_m(t)$  w przedziale szybkości wiatru między szybkością rozruchową wiatru dla turboszespołu wiatrowego a szybkością 15 m/s;
- każdy zbiór zmierzonych przebiegów czasowych wykorzystuje się w charakterze danych wejściowych do symulacji wahań napięcia  $u_{fic}(t)$  w sieci zastępczej z odpowiednią zwarciovą mocą pozorną  $S_{k, fic}$  i dla czterech różnych kątów fazowych impedancji sieci elektroenergetycznej  $Y_k$ ;
- każdy symulowany przebieg czasowy napięcia chwilowego  $u_{fic}(t)$  wykorzystuje się w charakterze danych wejściowych do algorytmu pomiarowego migotania światła opisanego w normie IEC 61000-4-15 w celu uzyskania wartości emisji migotania światła  $P_{st, fic}$ ;
- każdą wartość  $P_{st, fic}$  normalizuje się do wskaźnika migotania światła  $c(Y_k)$ , który jest z zasady niezależny od wybranej zwarciovą mocy pozornej  $S_{k, fic}$ ;
- dla każdego kąta fazowego impedancji sieci  $Y_k$ , przy użyciu procedury „ważenia” wyznacza się następnie dla czterech różnych rozkładów szybkości wiatru, „ważone” dystrybuanty wskaźników migotania światła  $Pr(c < x)$ .  $Pr(c < x)$  odpowiada rozkładowi wskaźników migotania, który uzyskano by, gdyby pomiary były wykonywane w miejscu zainstalowania przy szybkościach wiatru wykazujących rozkład Rayleigha o wartościach średnich  $v_a$ ;
- dla każdej dystrybuanty w sprawozdaniu wyznacza się 99-procentowy percentyl,  $c(Y_k, v_a)$ , dla wskaźnika migotania światła.

Procedura oceny wskazuje, w jaki sposób stwierdzone wskaźniki migotania światła mogą być wykorzystane do szacowania emisji migotania światła pojedynczego turbozespołu wiatrowego lub grupy turbozespołów wiatrowych pracujących w sposób ciągły w jakimkolwiek określonym miejscu.

## B2 Procesy łączeniowe

Procedury pomiaru i oceny migotania światła podczas procesów łączeniowych pokazano na rysunku B.2. Procedury te wskazują, w jaki sposób mierzyć i oceniać zmiany napięcia oraz migotanie światła. Widać, że procedura pomiarowa jest wyczerpująca, a procedura oceny – prosta.



**Rysunek B.2 – Procedury pomiaru i oceny zmian napięcia oraz migotania światła podczas procesów łączeniowych turbozespołu wiatrowego**

Procedura pomiarowa dotycząca procesów łączeniowych jest następująca:

a) mierzy się pewną liczbę przebiegów czasowych napięcia i prądu  $u_m(t)$  i  $i_m(t)$  dla każdego ze wskazanych procesów łączeniowych;

Każdy zbiór zmierzonych przebiegów czasowych wykorzystuje się w charakterze danych wejściowych do symulacji wahań napięcia  $u_{fic}(t)$  w sieci zastępczej z odpowiednią zwarciovą mocą pozorną  $S_{k, fic}$ , i dla czterech różnych kątów fazowych impedancji sieci  $y_k$ ;

b) każdy symulowany przebieg czasowy chwilowego napięcia  $u_{fic}(t)$  wykorzystuje się w charakterze danych wejściowych do algorytmu pomiaru migotania światła opisanego w normie IEC 61000-4-15 w celu uzyskania wartości wskaźnika migotania światła  $P_{st, fic}$  oraz do algorytmu obliczeń wartości skutecznych celem wyznaczenia maksymalnej i minimalnej jednoczesnej wartości skutecznej,  $U_{fic, max}$  i  $U_{fic, min}$ ;

c) każdą wartość  $P_{st, fic}$  normalizuje się do skokowego wskaźnika migotania światła  $k_f(y_k)$ , a każdą zmianę napięcia  $U_{fic, max} - U_{fic, min}$  normalizuje się do wskaźnika zmiany napięcia  $k_u(y_k)$ ;

d) dla każdego kąta fazowego impedancji sieci  $y_k$  uśrednia się następnie zmierzone wartości skokowego wskaźnika migotania światła i zmiany napięcia;

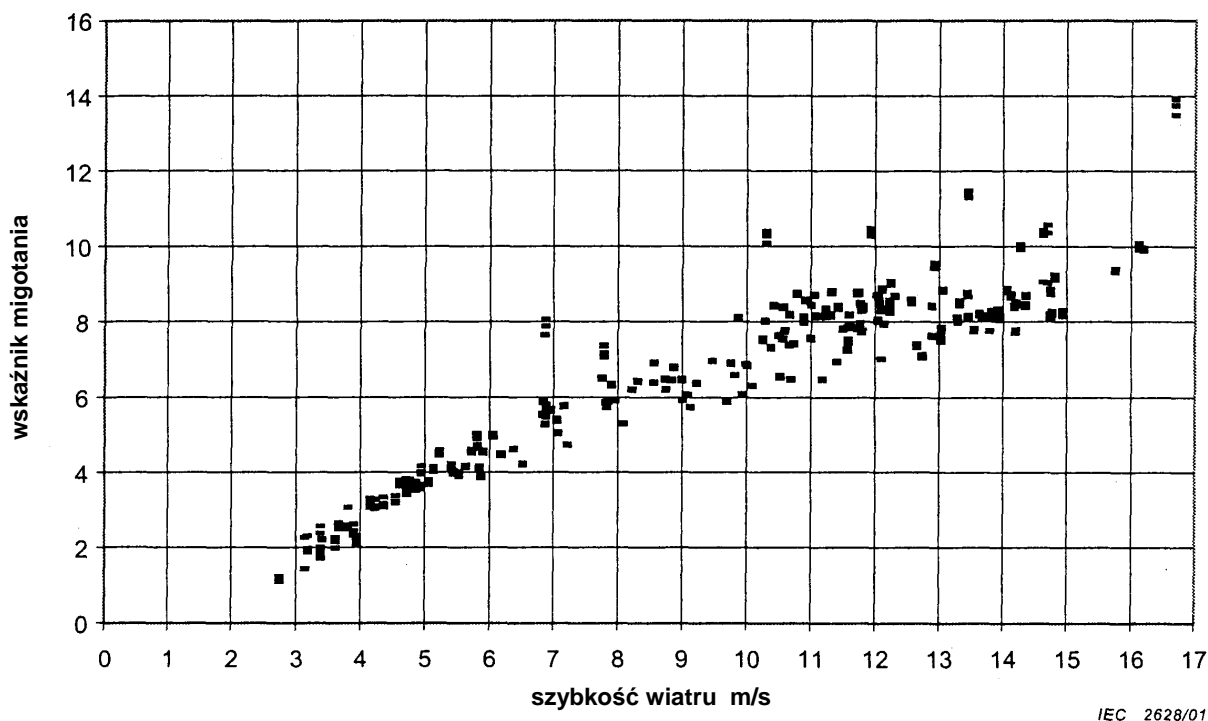
e) uśrednione skokowe wskaźniki migotania światła i zmiany napięcia dla każdego rodzaju łączenia umieszczane są następnie w sprawozdaniu wraz z maksymalną liczbą  $N_{10}$  procesów łączeniowych w czasie 10 minut i maksymalną liczbą łączeń  $N_{120}$  w czasie 120 minut

Procedura oceny procesów łączeniowych określa, w jaki sposób szacować emisję migotania światła i zmiany napięcia pochodzące od procesów łączeniowych w dowolnym wskazanym miejscu, stosując zaprotokołowane wartości skokowych wskaźników migotania światła i wskaźników zmiany napięcia. Podaje się metody zarówno dla pojedynczego turbozespołu, jak i dla grupy turbozespołów wiatrowych.

### B3 „Ważenie” wskaźników migotania światła

Następujący przykład wyjaśnia procedurę „ważenia”. Procedura ta jest stosowana w niniejszej normie do wyznaczenia wartości wskaźników migotania światła  $c(y_k, v_a)$  dla czterech różnych rozkładów szybkości wiatru. Wyznaczanie wskaźnika migotania światła pokazano tylko dla kąta fazowego impedancji sieci  $y_k = 50^\circ$ . Tę samą procedurę trzeba przeprowadzić dla innych kątów fazowych impedancji sieci  $y_k = 30^\circ, 70^\circ$  i  $85^\circ$ .

Na rysunku B.3 pokazano zbiór zmierzonych wskaźników migotania światła  $c(y_k)$  w funkcji szybkości wiatru dla kąta fazowego impedancji sieci  $y_k = 50^\circ$ .



Rysunek B.3 – Wskaźnik migotania światła w funkcji szybkości wiatru

Wykorzystanie tych wskaźników migotania światła do wyznaczenia wypadkowego wskaźnika migotania światła  $c(y_k, v_a)$  dla każdego rozkładu szybkości wiatru przebiega w następujących etapach:

- klasyfikacja wskaźników migotania światła  $c(y_k)$  w przedziałach szybkości wiatru o szerokości 1 m/s;
- wyznaczenie liczby pomiarów w każdym przedziale szybkości wiatru;
- wyznaczenie współczynników wagowych  $w_i$  dla każdego przedziału szybkości wiatru;
- wyznaczenie dystrybuanty ważonej  $Pr(c < x)$ ;
- wyznaczenie 99-procentowego percentyla, stanowiącego wskaźnik migotania światła  $c(y_k, v_a)$ .

W niniejszym przykładzie rozruchowa szybkość wiatru dla turbospołu wiatrowego wynosi  $v_{\text{cut-in}} = 3$  m/s. Przeprowadzono kilka pomiarów przy szybkościach wiatru mniejszych niż szybkość rozruchowa i przy szybkościach wiatru większych niż 15 m/s. Wyniki te nie są uwzględniane. Do wyznaczenia wskaźnika migotania światła  $c(y_k, v_a)$  wykorzystuje się tylko wyniki uzyskane przy szybkościach wiatru powyżej szybkości rozruchowej i poniżej 15 m/s

W tabelicy B.1 przedstawiono przedziały szybkości wiatru, liczbę pomiarów w każdym przedziale, względną częstość występowania wskaźników migotania światła  $f_{m,i}$  dla każdego przedziału szybkości wiatru i rozkład Rayleigha  $f_{y,i}$  dla średniorocznej szybkości wiatru  $v_a = 6$  m/s, 7,5 m/s, 8,5 m/s i 10 m/s.

**Tabela B.1 – Liczba pomiarów  $N_{m,i}$  i częstość występowania  $f_{m,i}$  i  $f_{y,i}$  dla każdego przedziału szybkości wiatru w zakresie od szybkości rozruchowej do 15 m/s**

Przedział szybkości wiatru m/s	Liczba po- miarów $N$	$f_{m,i}$ %	$f_{y,i}$	$f_{y,i}$	$f_{y,i}$	$f_{y,i}$
			%	%	%	%
			6 m/s	7,5 m/s	8,5 m/s	10 m/s
3 - <4	30	5,38	11,64	8,21	6,64	4,98
4 - <5	36	6,45	12,57	9,44	7,83	6,02
5 - <6	45	8,06	12,37	10,04	8,59	6,80
6 - <7	33	5,91	11,26	10,04	8,91	7,32
7 - <8	42	7,53	9,58	9,53	8,83	7,56
8 - <9	33	5,91	7,67	8,65	8,41	7,56
9 - <10	33	5,91	5,80	7,52	7,74	7,34
10 - <11	69	12,37	4,15	6,29	6,88	6,93
11 - <12	87	15,59	2,82	5,07	5,94	6,39
12 - <13	60	10,75	1,82	3,95	4,97	5,75
13 - <14	45	8,06	1,11	2,97	4,05	5,07
14 - <15	45	8,06	0,65	2,16	3,21	4,37
Razem $N_m$	558					

Współczynnik wagowy  $w_i$  stanowi stosunek częstości występowania szybkości wiatru,  $f_{y,i}$ , do względnej częstości występowania zmierzonych wskaźników migotania światła,  $f_{m,i}$ . W tabelicy B.2 podano wartość współczynnika wagowego dla każdego przedziału szybkości wiatru.

**Tablica B.2 - Współczynnik wagowy  $w_i$  dla każdego przedziału szybkości wiatru**

Przedział szybkości wiatru (m/s)m/s)	$w_i$ 1 6 m/s	$w_i$ 7,5 m/s	$w_i$ 8,5 m/s	$w_i$ 10 m/s
3 - <4	2,165	1,527	1,236	0,927
4 - <5	1,949	1,464	1,214	0,933
5 - <6	1,533	1,245	1,065	0,843
6 - <7	1,904	1,698	1,507	1,237
7 - <8	1,273	1,267	1,173	1,005
8 - <9	1,297	1,462	1,423	1,278
9 - <10	0,980	1,272	1,308	1,241
10 - <11	0,335	0,509	0,557	0,561
11 - <12	0,181	0,325	0,381	0,410
12 - <13	0,169	0,367	0,463	0,535
13 - <14	0,138	0,368	0,502	0,628
14 - <15	0,081	0,267	0,398	0,542

Całkowaną sumę współczynników wagowych pomnożonych przez odpowiadającą im liczbę pomiarów podano w tabelicy B.3

**Tablica B.3 - Całkowna suma współczynników wagowych pomnożonych przez liczbę pomiarów dla wszystkich przedziałów szybkości wiatru**

$v_a$ (m/s)	6,0	7,5	8,5	10,0
$\sum_{i=1}^{N_{bin}} w_i \cdot N_{m,i}$	454,40	467,99	457,64	424,60

W następnym kroku pomiary są porządkowane według wartości wskaźników migotania światła  $c(y_k)$ . Wyjaśnią to tablica B.4, której górny wiersz zawiera maksymalne wartości wszystkich wskaźników migotania światła  $c(y_k)$  w zakresie szybkości wiatru od 3 m/s do 15 m/s. Maksymalna wartość wskaźników  $c(y_k)$  stanowi percentyl 100-procentowy, co oznacza, że  $Pr(c < 11,495) = 1,0$ . Kolejne wiersze tabelicy B.4 wypełniono odejmując współczynnik wagowy dla odpowiedniego pomiaru (z tabelicy B.2) podzielony przez całkowitą sumę współczynników wagowych (z tabelicy B.3) od liczby z poprzedniego wiersza.

**Tablica B.4 – Dystrybuanty ważone wskaźników migotania światła  $Pr(c < x)$  dla każdego rozkładu szybkości wiatru**

Uporządkowane wskaźniki migotania	Odpowiadająca szybkość wiatru m/s	$Pr(c < x)$ 6 m/s	$Pr(c < x)$ 7,5 m/s	$Pr(c < x)$ 8,5 m/s	$Pr(c < x)$ 10 m/s
11,495	13,4	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000
11,379	13,4	0,9997	0,9992	0,9989	0,9985
11,298	13,4	0,9994	0,9984	0,9978	0,9970
10,584	14,6	0,9991	0,9976	0,9967	0,9956
10,472	11,9	0,9989	0,9971	0,9958	0,9943
10,444	14,6	0,9985	0,9964	0,9950	0,9933
10,418	11,9	0,9983	0,9958	0,9941	0,9920
<b>10,418</b>	10,3	0,9979	0,9951	0,9933	<b>0,9911</b>
10,364	14,6	0,9972	0,9940	0,9921	0,9898
10,308	14,6	0,9970	0,9935	0,9912	0,9885
<b>10,286</b>	10,3	0,9968	0,9929	<b>0,9903</b>	0,9872
10,280	11,9	0,9961	0,9918	0,9891	0,9859
10,104	10,3	0,9957	0,9911	0,9883	0,9849
<b>10,059</b>	14,2	0,9950	<b>0,9900</b>	0,9871	0,9836
9,931	14,2	0,9948	0,9894	0,9862	0,9823
		:	:	:	:
8,882	12,9	0,9906	0,9788	0,9713	0,9620
<b>8,858</b>	12,9	<b>0,9902</b>	0,9780	0,9703	0,9608
8,846	12,1	0,9898	0,9772	0,9693	0,9595
8,836	11,3	0,9895	0,9765	0,9683	0,9582
8,831	12,1	0,9891	0,9758	0,9674	0,9573

Odpowiednie 99-procentowe percentyle zaznaczono w tablicy B.4 „tłustą” czcionką. Te 99-procentowe percentyle określają wskaźniki migotania światła  $c(y_k, v_a)$  dla kąta fazowego impedancji sieci wynoszącego  $50^\circ$ . Wskaźniki te podaje się w sprawozdaniu z pomiarów w sposób pokazany w tablicy B.5

**Tablica B.5 – Wynikowy wskaźnik migotania światła podczas pracy ciągłej**

$y_k$ stopnie	30	50	70	85
$v_a$ m/s	<b>wskaźnik migotania światła</b>			
6,0		8,9		
7,5		10,1		
8,5		10,3		
10,0		10,4		

Wymienione wskaźniki migotania światła stanowią 99-procentowe percentyle wartości w przedziale szybkości wiatru od szybkości rozruchowej do 15 m/s, niekoniecznie dla całego przedziału szybkości wiatru od zera do nieskończoności.

Niepewność wprowadzoną przez ograniczenie przedziału pomiarowego wyjaśnia tablica B.6. Stosując dystrybuanty rozkładów Rayleigha, w trzech pierwszych wierszach pokazano prawdopodobieństwa, że szybkość wiatru znajduje się poniżej zakresu, w zakresie, lub ponad zakresem od 3 m/s do 15 m/s. W najlepszym przypadku wszystkie wskaźniki migotania światła poza przedziałem pomiarowym są mniejsze niż 99-procentowy percentyl wewnątrz przedziału pomiarowego. W tym przypadku wskazywany w sprawozdaniu percentyl odpowiada dokładnie percentylowi najlepszego przypadku w tablicy B.6. W najbardziej niekorzystnym przypadku wszystkie wskaźniki migotania światła w przedziale szybkości wiatru powyżej 15 m/s są większe od 99-tego percentyla wewnątrz przedziału pomiarowego. W tym przypadku wskazywany w sprawozdaniu percentyl odpowiada percentylowi najgorszego przypadku w tablicy B.6. Widać, że rzeczywista wartość dystrybuanty odpowiadająca wskazywanemu percentylowi znana jest z dużą niepewnością w przypadku rozkładów szybkości wiatru o wysokich wartościach średniorocznych. Niepewność tę można zmniejszyć do każdego pożądanego poziomu zwiększając górną granicę przedziału pomiarowego powyżej 15 m/s. Spowoduje to jednak niejednokrotnie istotne przedłużenie wymaganego czasu badań, a tym samym i ich kosztów.

**Tablica B.6 – Prawdopodobieństwa i percentyle dla różnych szybkości wiatru**

$v_a$ (m/s)	6,0	7,5	8,5	10,0
$Pr(v < 3 \text{ m/s})$ (%)	17,8	11,8	9,3	6,8
$Pr(3 \text{ m/s} < v < 15 \text{ m/s})$ (%)	81,4	83,9	82,0	76,1
$Pr(v > 15 \text{ m/s})$ (%)	0,7	4,3	8,7	17,1
Percentyl w najlepszym przypadku (%)	99,2	99,2	99,2	99,2
Percentyl w najbardziej niekorzystnym przypadku (%)	98,4	94,8	90,5	82,2
<p>UWAGA W pierwszych trzech wierszach pokazano prawdopodobieństwo, że szybkość wiatru znajduje się poniżej zakresu, w zakresie, lub powyżej zakresu od 3 m/s do 15 m/s. Z tych prawdopodobieństw wynika, podany w ostatnich dwóch wierszach, spodziewany przedział, rzeczywiście zmierzonych percentyli.</p>				

## B4 Wyprowadzenie definicji

### B4.1 Wskaźnik migotania

Uzyskana w efekcie symulacji wartość wskaźnika migotania światła  $P_{st, fic}$  zależy od mocy zwarciowej sieci elektroenergetycznej  $S_{k, fic}$  oraz kąta impedancji sieci  $y_k$ . Wartość  $P_{st, fic}$  jest w przybliżeniu odwrotnie proporcjonalna do  $S_{k, fic}$ , natomiast związek między  $P_{st, fic}$  a  $y_k$  zależy od rodzaju turboszespołu wiatrowego. Dlatego wskaźnik migotania światła,  $c(y_k)$ , definiuje się w następujący sposób:

$$P_{st, fic} = c(y_k) \cdot \frac{S_n}{S_{k, fic}} \quad (B.1)$$

gdzie  $S_n$  jest znamionową mocą pozorną turboszespołu wiatrowego.

Stąd wskaźnik migotania światła  $c(y_k)$  wynosi:

$$c(y_k) = P_{st, fic} \cdot \frac{S_{k, fic}}{S_n} \quad (B.2)$$

## B4.2 Skokowy wskaźnik migotania światła

Norma IEC 61000-3-3 określa analityczną metodę oceny migotania światła, opartą na wskaźniku zmiany napięcia i wskaźniku kształtu. Wskaźnik kształtu  $F = 1$  odpowiada skokowej zmianie napięcia. Metoda ta jest stosowana w niniejszej normie do określania skokowego wskaźnika migotania światła. Skokowy wskaźnik migotania światła jest zdefiniowany tak, by można było stosować go do obliczeń równoważnego skoku napięcia, o podobnej uciążliwości migotania światła, jak proces łączeniowy. Formalna definicja brzmi:

$$d_{max} = k_f(y_k) \cdot \frac{S_n}{S_{k, fic}} \cdot 100 \quad (B.3)$$

gdzie  $d_{max}$  jest równoważnym skokiem napięcia wyrażonym w procentach napięcia znamionowego.

Stosując metodę analityczną z normy IEC 61000-3-3, czas oddziaływania migotania światła  $t_f$  wyznacza się na podstawie skoku napięcia  $d_{max}$  posługując się wzorem

$$t_f = 2,3 \cdot d_{max}^{3,2} \quad (B.4)$$

skąd wynika, że uciążliwość migotania światła  $P_{st, fic}$  w czasie obserwacji  $T_p$  określona jest równaniem

$$P_{st, fic} = \left( \frac{\sum t_f}{T_p} \right)^{1/3,2} \quad (B.5)$$

Przy czasie oddziaływania pojedynczego migotania światła,  $t_f$ , określonym jak wyżej, uzyskuje się

$$P_{st, fic} = 100 \cdot k_f(y_k) \cdot \frac{S_n}{S_{k, fic}} \cdot \left( \frac{2,3}{T_p} \right)^{1/3,2} \quad (B.6)$$

Korzystając z tego wyniku, skokowy wskaźnik migotania światła  $k_f(y_k)$  można wyznaczyć ze wzoru

$$k_f(y_k) = \frac{S_{k, fic}}{100 \cdot S_n} \cdot \left( \frac{T_p}{2,3} \right)^{1/3,2} \cdot P_{st, fic} \quad (B.7)$$

Czas obserwacji  $T_p$  w równaniu B.7 stanowi wyrażony w sekundach czas trwania symulowanego przebiegu napięcia.

### B4.3 Wskaźnik zmiany napięcia

Względna zmiana napięcia,  $\Delta u$ , wynikająca z procesów łączeniowych zależy od zwarciowej mocy sieci elektroenergetycznej  $S_{k, \text{fic}}$  i kąta impedancji sieci  $y_k$ . Wartość  $\Delta u$  jest w przybliżeniu odwrotnie proporcjonalna do  $S_{k, \text{fic}}$ , natomiast związek między  $\Delta u$  a  $y_k$  zależy od technologii wykonania turboszespołu wiatrowego. Dlatego wskaźnik zmiany napięcia,  $k_u(y_k)$ , zdefiniowany jest wzorem:

$$\Delta u = k_u(y_k) \frac{S_n}{S_{k, \text{fic}}} \quad (\text{B.8})$$

Po wstawieniu symulowanej zmiany napięcia na sieć o mocy zwarciowej  $S_{k, \text{fic}}$ , wskaźnik zmiany napięcia można wyznaczyć ze wzoru:

$$k_u(y_k) = \sqrt{3} \cdot \frac{U_{\text{fic, max}} - U_{\text{fic, min}}}{U_n} \cdot \frac{S_{k, \text{fic}}}{S_n} \quad (\text{B.9})$$

gdzie  $U_{\text{fic, max}}$  i  $U_{\text{fic, min}}$  oznaczają odpowiednio maksymalną i minimalną wartość symulowanego napięcia fazowego  $u_{\text{fic}}(t)$  w sieci zastępczej.

## Bibliografia

*IEC 60050(131):1978*, International Electrotechnical Vocabulary (IEV) - Chapter 131: Electric and magnetic circuits

*IEC 60050(151):1978*, International Electrotechnical Vocabulary (IEV) - Chapter 151: Electrical and magnetic devices

*IEC 60050(601):1985*, International Electrotechnical Vocabulary (IEV) - Chapter 601: Generation, transmission and distribution of electricity - General

*IEC 61000-3-3:1994*, Electromagnetic compatibility (EMC) - Part 3: Limits - Section 3: Limitation of voltage fluctuations and flicker in low-voltage supply systems for equipment with rated current  $\leq 16$  A

*IEC 61000-3-6:1996*, Electromagnetic compatibility (EMC) - Part 3: Limits - Section 6: Assessment of emission limits for distorting loads in MV and HV power systems - Basic EMC publication

*IEC 61000-3-7:1996*, Electromagnetic compatibility (EMC) - Part 3: Limits - Section 7: Assessment of emission limits for fluctuating loads in MV and HV power systems - Basic EMC publication

*IEC 61400-1:1999*, Wind turbine generator systems - Part 1: Safety requirements

*IEC 61400-12:1998*, Wind turbine generator systems - Part 12: Wind turbine power performance testing

---

## Załącznik ZA (normatywny)

### Powołania normatywne w normie międzynarodowej i ich odpowiedniki europejskie

Do niniejszej normy wprowadzono, drogą datowanego i niedatowanego powołania, postanowienia zawarte w innych publikacjach. Te powołania normatywne znajdują się w odpowiednich miejscach w tekście normy, a następnie przytoczony jest wykaz publikacji. W przypadku powołań datowanych późniejsze poprawki lub nowelizacje którejkolwiek z wymienionych publikacji mają zastosowanie do niniejszej normy europejskiej tylko wówczas, gdy zostaną wprowadzone do tej normy przez jej zmianę lub nowelizację. W przypadku powołań niedatowanych stosuje się ostatnie wydanie powołanej publikacji (łącznie ze zmianami).

UWAGA Jeśli publikacja międzynarodowa została zmodyfikowana wspólnymi modyfikacjami, wskazanymi oznaczeniem (mod), to stosuje się odpowiednią publikację EN/HD.

<u>Publikacja</u>	<u>Rok</u>	<u>Tytuł</u>	<u>EN/HD</u>	<u>Rok</u>
IEC 60034-1 (mod)	- <sup>1)</sup>	Rotating electrical machines Part 1: Rating and performance	EN 60034-1	1998 <sup>2)</sup>
IEC 60044-1 (mod)	- <sup>1)</sup>	Instrument transformers Part 1: Current transformers	EN 60044-1	1999 <sup>2)</sup>
IEC 60050-161	- <sup>1)</sup>	International Electrotechnical Vocabulary (IEV) - Chapter 161: Electromagnetic compatibility	-	-
IEC 60050-393	- <sup>1)</sup>	Chapter 393: Nuclear instrumentation: Physical phenomena and basic concepts	-	-
IEC 60050-415	- <sup>1)</sup>	Part 415: Wind turbine generator systems	-	-
IEC 60186 (mod) + A1 (mod) A2	1987 1988 1995	Voltage transformers	- HD 554 S1 -	- 1992 <sup>2)</sup> -
IEC 60688	- <sup>1)</sup>	Electrical measuring transducers for converting a.c. electrical quantities to ana- logue or digital signals	EN 60688	1992 <sup>2)</sup>
IEC 61000-4-7	- <sup>1)</sup>	Electromagnetic compatibility (EMC) Part 4-7: Testing and measurement tech- niques - General guide on harmonics and interharmonics measurements and instru- mentation, for power supply systems and equipment connected thereto	EN 61000-4-7	1993 <sup>2)</sup>

<sup>1)</sup> Powołanie niedatowane.

<sup>2)</sup> Publikacja aktualna w chwili wydania niniejszej normy.

<u>Publikacja</u>	<u>Rok</u>	<u>Tytuł</u>	<u>EN/HD</u>	<u>Rok</u>
IEC 61000-4-15	- <sup>1)</sup>	Part 4-15: Testing and measurement techniques - Flickermeter - Functional and design specifications	EN 61000-4-15	1998 <sup>2)</sup>
IEC 61800-3	- <sup>1)</sup>	Adjustable speed electrical power drive systems Part 3: EMC product standard including specific test methods	EN 61800-3	1996 <sup>2)</sup>