



**Polskie Sieci  
Elektroenergetyczne**

**WYMAGANIA TECHNICZNE**

**Numer kodowy**

**PSE-WT.WTDUSMFW/2021**

**TYTUŁ:**

**Wymagania techniczne dla urządzeń stacyjnych  
wyprowadzenia mocy z morskich farm wiatrowych**

***OPRACOWANO:***

***DEPARTAMENT STANDARDÓW TECHNICZNYCH***

**ZATWIERDZONO  
DO STOSOWANIA**

.....  
**Data i podpis**

**Konstancin-Jeziorna, marzec 2022 r.**

---

## SPIS TREŚCI:

<b>1. WPROWADZENIE.....</b>	<b>5</b>
<b>2. TABELA SKRÓTÓW.....</b>	<b>5</b>
<b>3. ZAKRES STOSOWANIA NINIEJSZEGO DOKUMENTU.....</b>	<b>6</b>
<b>4. DOKUMENTY REFERENCYJNE.....</b>	<b>6</b>
<b>5. WARUNKI ŚRODOWISKOWE.....</b>	<b>9</b>
5.1 Warunki pracy .....	9
<b>6. ROZDZIELNICA WN.....</b>	<b>10</b>
6.1 Aspekty ogólne.....	10
6.2 Poziomy izolacji .....	10
6.3 Schematy stacji WN .....	11
6.4 Wybór najbardziej odpowiedniego schematu.....	13
6.4.1 Instalacja morska .....	13
6.4.2 Instalacja lądowa .....	14
<b>7. WYTYCZNE DOTYCZĄCE MORSKIEJ ROZDZIELNICY GIS.....</b>	<b>14</b>
7.1 Parametry uzyskane na podstawie analizy systemu .....	14
7.2 Parametry techniczno-ruchowe i narzędzia specjalne .....	14
7.3 Wymagania norm i dokumentów .....	15
7.4 Wytyczne dotyczące analizy koordynacji izolacji.....	15
7.5 Wymagania dotyczące poziomu izolacji gazowej.....	16
7.6 Parametry techniczne głównych podzespołów.....	16
7.7 Obudowa/Hermetyzacja .....	19
7.8 Połączenie z transformatorem i dławikami.....	19
7.9 Rozładowanie potencjału przewodu eksportowego.....	19
7.10 Wymagania dotyczące umiejscowienia przekładników prądowych .....	19
7.11 Wymagania dotyczące sterowanych układów przełączania faz .....	20
7.12 Wymagania dotyczące sekwencji łączeniowych w celu uniknięcia zjawiska „pominięcia zera” w wyłączniku.....	21
7.13 Wymagania w zakresie eksploatacji i konserwacji .....	21
7.14 Wymagania dotyczące monitorowania i konserwacji .....	22
7.15 Wymagania dotyczące podziału rozdzielnicy GIS na przedziały gazowe .....	22
7.16 Części zamienne – montaż i przechowywanie .....	22
7.17 Odporność rozdzielnicy GIS na drgania.....	23
7.18 Wymagania dotyczące pomieszczenia rozdzielnicy GIS .....	24
7.19 Środki zapobiegające skutkom narażenia na czynniki środowiskowe (korozję, zasolenie itp.).....	25
7.20 Badania typu rozdzielnicy GIS, badania wyrobu i próby odbiorowe (FAT i rozruch w miejscu montażu). .....	25
<b>8. DŁAWIKI KOMPENSACYJNE I DŁAWIKI Z REGULACJĄ MOCY POD OBCIĄŻENIEM.....</b>	<b>27</b>
8.1 Wytyczne dotyczące wyznaczania kompensacji mocy biernej .....	28

8.2	Kryteria technicznej i ekonomicznej optymalizacji strategii kompensacji.....	29
8.3	Wymagania dotyczące profilu napięcia w każdej magistrali MFW .....	29
8.4	Wyznaczenie zakresu regulacji przełącznika zacze­pów .....	30
8.5	Układ chłodzenia .....	30
8.6	Znamionowy i dopuszczalny poziom napięcia.....	30
8.7	Dopuszczalne przyrosty temperatury uzwojeń i czynnika izolacyjnego .....	31
8.8	Dopuszczalny poziom drgań (z uwzględnieniem warunków morskich) .....	32
8.9	Prąd zwarcio­wy wytrzymywany .....	32
8.10	Dopuszczalna zawartość harmonicznych .....	32
8.11	Znamionowy poziom izolacji .....	32
8.12	Wymagania w zakresie konserwacji.....	33
8.13	Badania typu, badania wyrobu i próby odbiorowe.....	33
8.14	Normy i dokumenty odniesienia.....	34
8.15	System zabezpieczeń, automatyki i sterowania (ang. PACS) .....	34
8.15.1	Zabezpieczenia .....	34
8.15.2	Automatyka .....	35
8.15.3	Nadzór/monitorowanie .....	36
<b>9.</b>	<b>URZĄDZENIA FACTS DO KOMPENSACJI MOCY BIERNEJ.....</b>	<b>37</b>
9.1	Ogólne informacje i porównanie technologii SVC i STATCOM .....	37
9.1.1	SVC tyrystorowe .....	37
9.1.2	Kompensatory SVC oparte na przekształtnikach współpracujących ze źródłem napięciowym (VSC), zwane STATCOM .....	38
9.1.3	Porównanie układów kompensacji mocy biernej .....	38
9.2	Parametry i filtry harmonicznych .....	39
9.2.1	Filtry pasywne .....	41
9.2.2	Filtry aktywne.....	41
9.3	Główne kryteria wymiarowania kompensatora energoelektronicznego.....	42
9.4	Projekt podstawowy i wymagania konstrukcyjne .....	43
9.4.1	Tyrystorowy statyczny kompensator mocy biernej .....	43
9.4.2	Kompensator SVC oparty na VSC (STATCOM) .....	44
9.4.3	Układ chłodzenia .....	44
9.4.4	Układ sterowania i zabezpieczeń.....	45
9.5	Normy techniczne.....	45
9.6	Próby i badania .....	45
9.7	Wpływ na wymagania dotyczące transformatora mocy .....	45
<b>10.</b>	<b>ZALECENIA DOTYCZĄCE ANALIZY I OPRACOWAŃ DOTYCZĄCYCH INSTALACJI...46</b>	
10.1	Migotanie i wahania napięcia w punkcie przyłączenia .....	46
10.2	Analiza przepływu mocy .....	46
10.3	Analiza zwarcio­wa .....	47

---

10.4	Koordinacja izolacji i analiza elektromagnetycznych stanów przejściowych .....	48
10.5	Analizy/Opracowania dotyczące harmonicznych.....	49
10.6	Analizy dotyczące stabilności kątowej dla dużych zakłóceń .....	50
10.7	Analizy/Opracowania dotyczące uziemienia ochronnego.....	50
10.8	Analiza uziemienia punktu zerowego.....	51
10.9	Opracowanie dotyczące koordynacji zabezpieczeń.....	51
10.10	Analizy/Opracowanie dotyczące pola elektromagnetycznego .....	52
10.11	Analiza niezawodności .....	52
10.12	Zestawienie .....	52
10.13	Wymiana danych .....	53
10.14	Oprogramowanie do przygotowania opracowań dotyczących systemu elektroenergetycznego .	54

## 1. WPROWADZENIE

Niniejszy dokument dotyczy urządzeń WN umieszczonych po stronie pierwotnej typowej morskiej farmy wiatrowej (MFW), których konfigurację można przedstawić następująco:

- moc będzie wyprowadzana z turbin wiatrowych kablami morskimi, które w oparciu o aktualny stan techniki będą pracowały pod napięciem 66 kV,
- kable morskie z turbin wiatrowych są doprowadzone i podłączone do morskiej stacji elektroenergetycznej (morskich stacji elektroenergetycznych),
- w morskiej stacji elektroenergetycznej, po stronie pierwotnej, zamontowane są następujące urządzenia:
  - transformator (transformatory) podwyższający napięcie 66/220 kV (*poza zakresem niniejszej analizy*)
  - rozdzielnica GIS typu 66 kV (*poza zakresem niniejszej analizy*)
  - rozdzielnica GIS typu 220 kV
  - dławik kompensacyjny (w razie potrzeby, do kompensacji mocy biernej i/lub kontroli zjawisk przełączania kabli eksportowych)
- z morskiej stacji elektroenergetycznej (stacji elektroenergetycznych) prowadzone są kable morskie 220 kV w celu podłączenia do lądowej końcowej stacji elektroenergetycznej,
- w lądowej końcowej stacji elektroenergetycznej, po stronie pierwotnej, zamontowane są następujące urządzenia WN:
  - transformator (transformatory) podwyższający napięcie 220/400 kV (*poza zakresem niniejszej analizy*),
  - rozdzielnica 220 kV i 400 kV typu GIS lub AIS,
  - dławik kompensacyjny (w razie potrzeby, do kompensacji mocy biernej i/lub kontroli zjawisk podczas przełączania kabli eksportowych),
  - urządzenia do kompensacji, sterowania i filtrowania (SVC, STACOM lub rozwiązanie hybrydowe oraz filtry harmoniczných),
- z lądowej stacji końcowej moc będzie wyprowadzana poprzez połączenie z główną siecią elektroenergetyczną 400 kV Krajowego Systemu Elektroenergetycznego (KSE).

## 2. TABELA SKRÓTÓW

Skrót	Pełna nazwa
AIS	Rozdzielnica z izolacją powietrzną
CB	Wyłącznik
FACTS	Elastyczne systemy przesyłowe prądu przemiennego
FAT	Fabryczny Test Odbiorowy
GIS	Rozdzielnica z izolacją gazową
GTO	Tyrystor przełączający
IGBT	Tranzystor bipolarny z izolowaną bramką
IGCT	Tyrystor z zintegrowanym obwodem komutacji bramką
PKiB	Plan kontroli i badań
OLTC	Podobciążeniowy przełącznik zaczeów
MFW	Morska farma wiatrowa
ONAN	Chłodzenie z naturalnym przepływem powietrza i naturalnym przepływem oleju
ONAF	Chłodzenie z wymuszonym przepływem powietrza i naturalnym przepływem oleju
OFAF	Chłodzenie z wymuszonym przepływem powietrza i wymuszonym przepływem oleju
PCC	Punkt przyłączenia (do sieci)
STATCOM	Kompensator statyczny (zazwyczaj typu VSC)

SVC	Kompensator statyczny mocy biernej
TCR	Dławik sterowany tyrystorem
TSC	Kondensator przełączany tyrystorem
VSC	Przekształtnik współpracujący ze źródłem napięciowym

### 3. ZAKRES STOSOWANIA NINIEJSZEGO DOKUMENTU

Celem niniejszego dokumentu jest przedstawienie wytycznych, zaleceń i kryteriów, które należy uwzględnić przy projektowaniu i budowie typowej MFW, zgodnie z poprzednim punktem 1, a które należy zastosować w sieci przesyłowej PSE S.A.

Niniejsze sprawozdanie zawiera ponadto podstawowe wymagania techniczne i funkcjonalne dla urządzeń WN po stronie pierwotnej w celu zapewnienia ich zgodności z normami międzynarodowymi i uznanymi na całym świecie najlepszymi praktykami.

### 4. DOKUMENTY REFERENCYJNE

#### ROZDZIELNICA GIS

- [1] CIGRE TB 483 – Morska stacja elektroenergetyczna AC do elektrowni wiatrowych (Grupa Robocza B3.26, 2011)
- [2] CIGRE TB 585 – Optymalizacja konfiguracji obwodów (Połączonych Grup Roboczych B3/C1/C2.14,)
- [3] CIGRE TB 125 – Instrukcja eksploatacji dotycząca zastosowania rozdzielnic GIS (Grupa Robocza 23.10, 1998)
- [4] CIGRE TB 381 – Najnowsza technologia rozdzielnic GIS z 2008 r. (Grupa Robocza B3.17, 2009)
- [5] CIGRE TB 585 – Optymalizacja konfiguracji obwodów
- [6] DIN 43459 – Kupplungen für Gasanschlüsse an Hochspannungsbetriebsmitteln Maße, Anforderungen
- [7] EN 42025 – Ogólne wymagania dotyczące kompetencji laboratoriów badawczych i wzorcujących
- [8] IEC 60255-27 – Przekładniki pomiarowe i urządzenia zabezpieczeniowe – Część 27: Wymagania bezpieczeństwa wyrobu
- [9] IEC 61869-1 – Przekładniki – Część 1: Wymagania ogólne
- [10] IEC 61869-2 – Przekładniki – Część 2: Wymagania dodatkowe dotyczące przekładników prądowych
- [11] IEC 61869-3 – Przekładniki – Część 3: Wymagania szczegółowe dotyczące przekładników napięciowych indukcyjnych
- [12] IEC/TR 61869-102 – Oscylacje ferrorezonansowe w stacjach elektroenergetycznych z indukcyjnymi przekładnikami napięciowymi
- [13] CIGRE TB 569 – REZONANS I FERROREZONANS W SIECIACH ELEKTROENERGETYCZNYCH
- [14] IEC 62271-1 – Wysokonapięciowa aparatura rozdzielcza i sterownicza – Część 1: Postanowienia wspólne dotyczące aparatury rozdzielczej i sterowniczej prądu przemiennego
- [15] IEC 62271-100 – Wysokonapięciowa aparatura rozdzielcza i sterownicza – Część 100: Wyłączniki prądu przemiennego
- [16] IEC 62271-102 – Wysokonapięciowa aparatura rozdzielcza i sterownicza – Część 102: Odłączniki i uziemniki prądu przemiennego
- [17] IEC 62271-203 – Wysokonapięciowa aparatura rozdzielcza i sterownicza – Część 203: Rozdzielnice z izolacją gazową w osłonach metalowych na napięcia znamionowe wyższe niż 52 kV
- [18] IEC 62271-207 – Wysokonapięciowa aparatura rozdzielcza i sterownicza – Część 207: Ocena odporności sejsmicznej zestawów aparatury rozdzielczej z izolacją gazową na napięcia znamionowe wyższe niż 52 kV

- 
- [19] IEC 62271-209 – Wysokonapięciowa aparatura rozdzielcza i sterownicza – Część 209: Przyłącza kablowe do rozdzielnic z izolacją gazową w osłonach metalowych na napięcia znamionowe powyżej 52 kV – Kable o izolacji olejowej, gazowej oraz wytłaczanej -- Głowice kablowe olejowe, gazowe i suche
  - [20] IEC 62271-211 – Wysokonapięciowa aparatura rozdzielcza i sterownicza – Część 211: Połączenia bezpośrednie pomiędzy transformatorami i rozdzielnicami z izolacją gazową w osłonach metalowych na napięcia znamionowe wyższe niż 52 kV
  - [21] EU-Verordnung 517/2014, ROZPORZĄDZENIE PARLAMENTU EUROPEJSKIEGO I RADY (UE) nr 517/2014 z dnia 16 kwietnia 2014 r. w sprawie fluorowanych gazów cieplarnianych i uchylecia rozporządzenia (WE) nr 842/2006
  - [22] CIGRE TB 50 (raport końcowy Grupy Roboczej 13.02) – „Przerwanie małych prądów indukcyjnych”, 1992 r.
  - [23] CIGRE TB 304 (raport końcowy Grupy Roboczej A3.11) – „Instrukcja stosowania normy IEC 62271-100 oraz normy IEC – Część 1”
  - [24] CIGRE TB 305 (raport końcowy Grupy Roboczej A3.11) – „Instrukcja stosowania normy IEC 62271-100 oraz normy IEC – Część 2”
  - [25] IEC 60068 – Badania środowiskowe.

### **DOKUMENTY DOTYCZĄCE DŁAWIKA KOMPENSACYJNEGO**

- [26] 62271-1; część 2 – „Próby załączania i wyłączania”, październik 2006 r.
- [27] CIGRE TB 343 (raport końcowy Grupy Roboczej A2.27) – „Zalecenia dotyczące urządzeń do monitorowania stanu i oceny stanu transformatorów”, kwiecień 2008 r.
- [28] CIGRE TB 349 (raport końcowy Grupy Roboczej A2.30) – „Równowaga wilgoci i migracja wilgoci w układach izolacji transformatorów”, czerwiec 2008 r.
- [29] CIGRE TB 445 (raport końcowy Grupy Roboczej A2.34) – „Instrukcja konserwacji transformatorów”, luty 2011 r.
- [30] CIGRE TB 494 (raport końcowy Grupy Roboczej D1.01 TF 13) – „Związki furanowe do diagnostyki”, kwiecień 2012 r.
- [31] CIGRE TB 528 (raport końcowy Grupy Roboczej A2.36) – „Instrukcja opracowywania specyfikacji transformatorów mocy”, kwiecień 2013 r.
- [32] CIGRE TB 537 (raport końcowy Grupy Roboczej A2.33) – „Przewodnik po praktykach w zakresie bezpieczeństwa pożarowego transformatorów”, czerwiec 2013 r.
- [33] CIGRE TB 546 (raport końcowy Grupy Roboczej B5.37), „Zabezpieczenie, monitorowanie i sterowanie dławikami kompensacyjnymi”, sierpień 2013 r.
- [34] CIGRE TB 655 – „Technologia i wykorzystanie olejowych dławików kompensacyjnych”
- [35] CIGRE TB 757 – „Wytyczne i najlepsze praktyki dotyczące rozruchu i eksploatacji projektów obejmujących przełączanie sterowane”
- [36] CIGRE TB 262, 263 i 264 – Przełączanie sterowane
- [37] Norma GOST R 52719 – „Transformatory mocy – Specyfikacje ogólne”, 2007
- [38] Norma IEC 60076-2 – „Transformatory – Przyrosty temperatury dla transformatorów olejowych”, wydanie trzecie, luty 2011 r., częściowo zastępuje wydanie drugie, kwiecień 1993 r.
- [39] Norma IEC 60076-3 – „Transformatory – Poziomy izolacji, próby wytrzymałości elektrycznej i zewnętrzne odstępy izolacyjne w powietrzu”, wydanie trzecie, lipiec 2013 r., zastępuje wydanie drugie, marzec 2000 r.
- [40] Norma IEC 60076-4 – „Transformatory – Przewodnik wykonywania prób udarem piorunowym i udarem łączeniowym – Transformatory i dławiki”, wydanie pierwsze, grudzień 2007 r.
- [41] Norma IEC 60076-6 – „Transformatory – Dławiki”, wydanie pierwsze, grudzień 2007 r., zastępuje wydanie drugie normy IEC 60289, 1988 r.
- [42] Norma IEC 60076-7 – „Transformatory – Przewodnik obciążenia transformatorów olejowych”, wydanie pierwsze, grudzień 2005 r.
- [43] Norma IEC 60076-8 – „Transformatory – Przewodnik stosowania”, wydanie 1, październik 1997 r.
- [44] Norma IEC 60076-10 – „Transformatory – Wyznaczanie poziomów dźwięku”, wydanie pierwsze, maj 2001 r.
- [45] Norma IEC 60076-18 – „Transformatory – Pomiar odpowiedzi częstotliwościowej”, wydanie pierwsze, lipiec 2012 r.



- 
- [46] Norma IEC 60137 – „Izolatory przepustowe na napięcia przemienne powyżej 1 000 V”, wydanie szóste, lipiec 2008 r.
  - [47] Norma IEC 60214-1 – „Przełączniki zaczepów – Wymagania i metody badań”, wydanie drugie, maj 2014 r.
  - [48] Norma IEC 60214-2 – „Przełączniki zaczepów – Przewodnik stosowania”, wydanie pierwsze, październik 2004 r.
  - [49] Norma IEC 60270 – „Wysokonapięciowa technika probiercza – Pomiar wyładowań niezupełnych”, wydanie trzecie, grudzień 2000 r.
  - [50] Norma IEC 60422 – „Mineralne oleje elektroizolacyjne w urządzeniach elektrycznych – Zalecenia dotyczące nadzoru i konserwacji”, wydanie czwarte, styczeń 2013 r.
  - [51] Norma IEC 60599 – „Urządzenia elektryczne napełnione olejem mineralnym w eksploatacji – Zalecenia dotyczące interpretacji analizy gazów rozpuszczonych i wolnych”, wydanie drugie, marzec 1999 r., zmiana pierwsza, kwiecień 2007 r.
  - [52] Norma IEC 60871 – „Kondensatory do równoległej kompensacji mocy biernej w sieciach elektroenergetycznych prądu przemiennego o napięciu znamionowym powyżej 1 000 V – Postanowienia ogólne”, wydanie czwarte, maj 2014 r.
  - [53] Norma IEC serii 61850 – „Systemy i sieci komunikacyjne w stacjach elektroenergetycznych”, ostatnie wydanie skonsolidowane, grudzień 2013 r.
  - [54] Norma IEC 62271-1 – „Wysokonapięciowa aparatura rozdzielcza i sterownicza – Postanowienia wspólne”, wydanie pierwsze, październik 2007 r., zmiana pierwsza, sierpień 2011 r.
  - [55] Norma IEC 62271-100 – „Wysokonapięciowa aparatura rozdzielcza i sterownicza – Wyłączniki wysokiego napięcia prądu przemiennego”, kwiecień 2008 r., zmiana pierwsza, wrzesień 2009 r.
  - [56] Norma IEEE C37.015 – „Wytyczne IEEE dotycząca stosowania przełączania dławików kompensacyjnych”, 2009 r.
  - [57] Norma IEEE C57.12.90 – „Standardowe metody badawcze IEEE dotyczące transformatorów olejowych rozdzielczych, zasilających i regulacyjnych”, 2010 r.
  - [58] Norma IEEE C57.21 – Standardowe wymagania IEEE, terminologia i metody badania dławików kompensacyjnych o mocy powyżej 500 kVA”, 2008 r.
  - [59] Norma IEEE C57.113 – „Zalecana procedura IEEE pomiaru wyładowań niezupełnych w olejowych transformatorach i dławikach kompensacyjnych”, 2010 r.
  - [60] Norma IEEE C57.131 – „Standardowe wymagania IEEE dotyczące przełączników zaczepów”, 2012 r.
  - [61] Norma IEEE C57.149 – „Podręcznik IEEE dotyczący stosowania i interpretacji analizy odpowiedzi częstotliwościowej transformatorów olejowych”, 2012 r.
  - [62] Normy ISO serii 10140 – „Akustyka – Pomiar laboratoryjny izolacyjności akustycznej elementów budowlanych”, wydanie pierwsze, 2010 r.
  - [63] Normy ISO serii 11586 – „Akustyka – Pomiar izolacyjności akustycznej w budynkach i izolacyjności akustycznej elementów budowlanych na podstawie pomiarów natężenia dźwięku”, wydanie pierwsze, 2000 r.
  - [64] „Dynamic Compensation of Reactive Power by Variable Shunt Reactors; - Control Strategies and Algorithms” („Dynamiczna kompensacja mocy biernej przy użyciu regulowanych dławików kompensacyjnych; - Strategie i algorytmy sterowania”) - C. BENGTSSON Z. GAJIC M. KHORAMI - 2012 r.

## **FACTS**

- [65] IEC 60871-1 – Kondensatory do równoległej kompensacji mocy biernej w sieciach elektroenergetycznych prądu przemiennego o napięciu znamionowym powyżej 1 kV – Część 1: Postanowienia ogólne
- [66] IEC 60076-6 – Transformatory – Część 6: Dławiki
- [67] IEC 61954 – Statyczne kompensatory mocy biernej (SVC) – Badanie zaworów tyrystorowych.
- [68] IEC/TR 61000-3-7 – Ocena limitów emisji dla przyłączenia instalacji tętniących do sieci elektroenergetycznych SN, WN i NN;
- [69] EN 61000-4-15 – Metody badań i pomiarów – Miernik migotania światła – Specyfikacja funkcjonalna i projektowa;
- [70] EN 61000-4-30 – Metody badań i pomiarów – Metody pomiaru jakości energii;
- [71] Norma Europejska EN 50160 (lipiec 2010 r.) – Parametry napięcia zasilającego w publicznych sieciach elektroenergetycznych;



[72] Errata do normy EN 50160:2010, grudzień 2010 r.

## BADANIA

- [73] IEC 60909 – Prądy zwarciove w sieciach trójfazowych prądu przemiennego  
[74] EN 50522 –Uziemienie instalacji elektroenergetycznych prądu przemiennego o napięciu wyższym od 1 kV  
[75] IEEE 80-2013 – Wytyczne IEEE dotyczące bezpieczeństwa w uziemieniach stacji elektroenergetycznych prądu przemiennego  
[76] IEC 62311 – Ocena urządzeń elektronicznych i elektrycznych w odniesieniu do ograniczeń ekspozycji ludzi w polach elektromagnetycznych (od 0 Hz do 300 GHz)  
[77] IEC 61709 – Komponenty elektryczne – Nieuszkodzalność – Warunki odniesienia i modele wpływu narażeń do przeliczania intensywności uszkodzeń.

## AKTY PRAWNE I STANDARDOWE SPECYFIKACJE TECHNICZNE PSE S.A.

- [78] Rozporządzenie Ministra Gospodarki z dnia 4 maja 2007 roku w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu elektroenergetycznego.  
[79] Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej (IRiESP).  
[80] Wymogi ogólnego stosowania wynikające z Rozporządzenia Komisji (UE) 2016/631 z dnia 14 kwietnia 2016 r. ustanawiającego kodeks sieci dotyczący wymogów w zakresie przyłączenia jednostek wytwórczych do sieci (NC RfG).  
[81] Krajowy System Elektroenergetyczny.  
[82] Stacje elektroenergetyczne najwyższych napięć.  
[83] Rozdzielnice w izolacji gazowej (GIS) do sieci 110 kV, 220 kV i 400 kV.  
[84] Odłączniki 110 kV, 220 kV i 400 kV.  
[85] Wyłączniki 110 kV, 220 kV i 400 kV.  
[86] Przekładniki kombinowane 110 kV, 220 kV, 400 kV, indukcyjne i pojemnościowe.  
[87] Przekładniki prądowe 110 kV, 220 kV, 400 kV.  
[88] Ograniczniki przepięć do sieci 110 kV, 220 kV i 400 kV.  
[89] Dobór ograniczników przepięć instalowanych na żyłach powrotnych kabli elektroenergetycznych 110 kV, 220 kV i 400 kV.  
[90] Testy SAT dla urządzeń i układów instalowanych w stacjach elektroenergetycznych PSE S.A.

## 5. WARUNKI ŚRODOWISKOWE

### 5.1 Warunki pracy

Wszystkie urządzenia będą wytrzymywać warunki pracy panujące w danym miejscu montażu przez okres co najmniej 40 lat.

Warunki pracy są określone parametrami wskazanymi w Tabeli 1.

Tabela 1. Warunki pracy

Parametr	Jednostka	Wymagania
Warunki użytkowania	/	Montaż zewnętrzny
Temperatura powietrza zewnętrznego		
Minimalna	°C	-30
Maksymalna	°C	40
Promieniowanie słoneczne	W/m <sup>2</sup>	1000
Wysokość nad poziomem morza	m n.p.m.	<1000
Minimalny stopień zanieczyszczeń (wg IEC 60815-1)	Klasa	znaczne
Pokrywa lodowa	mm	10
Wiatr	m/s	34

Wilgotność względna otoczenia	%	100
Kondensacja lub opady atmosferyczne	/	kondensacja

Uwagi:

- Nawet jeżeli urządzenia będą w większości zamontowane wewnątrz budynków, dla stacji morskiej zaleca się stosowanie tylko urządzeń do montażu zewnętrznego w celu zapewnienia lepszej odporności na warunki otoczenia.
- Temperatury maksymalne i minimalne należy dostosować do ostatecznych danych środowiskowych na terenie budowy.
- Szczególną uwagę należy zwrócić na określenie temperatury minimalnej w celu uniknięcia kondensacji SF<sub>6</sub>. Zazwyczaj w przypadku bardzo niskich temperatur producenci stosują różne środki zaradcze:
  - mieszanie SF<sub>6</sub> z innym gazem (tj. N<sub>2</sub> lub CF<sub>4</sub>),
  - zwiększenie ciśnienia roboczego SF<sub>6</sub>.
 Producent może zaproponować inne rozwiązanie w oparciu o dostarczony produkt i technologię.
- Promieniowanie słoneczne należy dostosować do lokalizacji projektu.

## 6. ROZDZIELNICA WN

### 6.1 Aspekty ogólne

Instalacja obejmuje dwa rodzaje rozdzielnic WN:

- rozdzielnicę 220 kV zamontowaną w stacji morskiej (rozdzielnica morska),
- rozdzielnice 220 kV i 400 kV zamontowane w lądowej stacji końcowej (rozdzielnice lądowe).

Ze względu na ograniczenia przestrzeni, rozdzielnica morska musi być rozdzielnicą typu GIS.

W przypadku lądowej stacji końcowej nie istnieją szczególne ograniczenia przestrzeni, dlatego można tam zamontować rozdzielnice typu AIS lub GIS.

Instalację typu GIS, zarówno w przypadku stacji morskiej jak i lądowej (jeżeli rozwiązanie to zostanie zastosowane również dla tej ostatniej), zdecydowanie zaleca się montować wewnątrz budynków.

Rozdzielnica GIS może mieć niezwykle zwartą budowę, ale należy zapewnić dostateczną przestrzeń między polami i wokół zespołu rozdzielnic GIS, aby monterzy mogli w sposób bezpieczny przeprowadzić wszelkie naprawy i wymiany. W eksploatacji i konserwacji pomoże modułowa konstrukcja zapewniająca możliwość szybkiej wymiany. Dzięki niej do wymiany wystarczą jedynie podstawowe umiejętności, co ogranicza potrzebę zatrudnienia na platformie specjalistów inżynierów. Ponadto należy uwzględnić zaletę związaną z występowaniem mniejszych podzespołów, które łatwiej transportować i przenosić po platformie.

Każdy modułowy element rozdzielnic GIS powinien być sprzężony z membraną, która umożliwia upust gazu z pojedynczego elementu modułowego bez wpływu na zwykły poziom ciśnienia gazu w modułach sąsiednich.

### 6.2 Poziomy izolacji

Rozdzielnica powinna być tak zaprojektowana, aby wytrzymywała co najmniej warunki określone parametrami podanymi w Tabeli 2.

Tabela 2. Parametry znamionowe rozdzielnic WN

Lokalizacja		Lądowe/morskie	Lądowe
Parametr	Jednostka	Wymaganie	Wymaganie
Napięcie znamionowe dla urządzeń (U <sub>r</sub> )	kV	220	400
Maks. napięcie instalacji dla urządzeń (U <sub>m</sub> )	kV	245	420
Znamionowe krótkotrwałe napięcie przemienne wytrzymywane (U <sub>d</sub> ) faza-ziemia / na całej długości izolacji	kV	460/530	520/610

Znamionowe napięcie probiercze udarowe łączeniowe ( $U_s$ ) faza-ziemia	kV	-	1050
Znamionowe napięcie wytrzymywane udarowe piorunowe ( $U_p$ ) Faza-ziemia / na całej długości izolacji	kV	1050/1200	1425/1425(+315)
Częstotliwość znamionowa ( $f_r$ )	Hz	50	50
Znamionowy prąd normalny ( $I_r$ )	A	$\leq 4000$	$\leq 4000$
Znamionowy krótkotrwały prąd wytrzymywany ( $I_k$ )	kA	63	63
Znamionowy prąd szczytowy wytrzymywany ( $I_p$ )	kA	160	160
Znamionowy czas zwarcia ( $t_k$ )	s	3	3
Znamionowe napięcie zasilania urządzeń zamykających i otwierających oraz obwodów pomocniczych i sterowniczych ( $U_{aux}$ )	V	230 V AC / 110 V DC	230 V AC / 110 V DC
Uziemienie punktu zerowego	/	uziemiony	uziemiony

Należy wziąć pod uwagę, że standard PSE [82], [83] wymaga, aby w polach linii 220 kV, do których przyłączone są jednostki wytwórcze, posiadały wyższe zdolności izolacyjne niż standardowy poziom według normy IEC. Biorąc pod uwagę opisywane zastosowanie, oznacza to konieczność dostarczenia rozdzielnic GIS klasy 362 kV, nie 220 kV. Ewentualne zastosowanie urządzeń o wyższej klasie napięciowej powinno być oceniane indywidualnie, w drodze badania w zakresie koordynacji izolacji, opisanego w pkt 10.4. Na etapie projektowania należy przeprowadzić badanie w zakresie koordynacji izolacji. Wyniki badania należy porównać ze standardowymi poziomami izolacji urządzeń (zob. IEC 62271-1, tabele 2 i 3). Klasa napięciowa powyżej 220 kV powinna być dobrana tylko wtedy, gdy wyniki badania koordynacji izolacji przekroczą standardowe poziomy izolacji według normy IEC.

Należy również podkreślić, że znamionowy krótkotrwały prąd wytrzymywany urządzenia może zostać obniżony stosownie do warunków panujących w miejscu przyłączenia oraz stosownie do wyników obliczeń dla najgorszego przypadku.

### 6.3 Schematy stacji WN

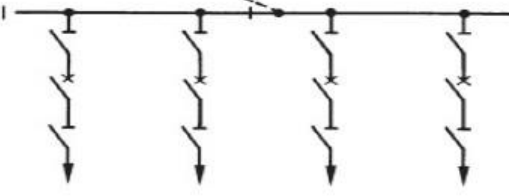
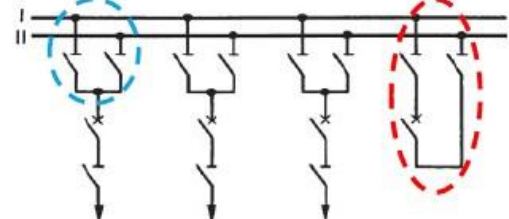
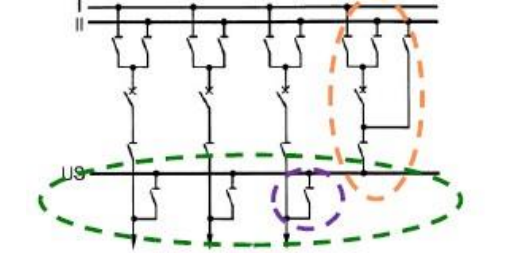
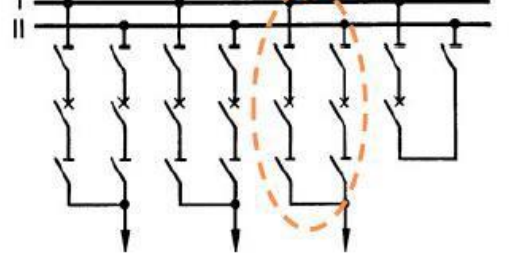
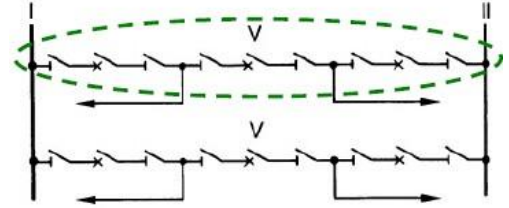
Urządzenia stacji są ze sobą połączone w celu realizacji wymaganego schematu stacji. Możliwych jest wiele różnych schematów, a ich wybór zależy przede wszystkim od:

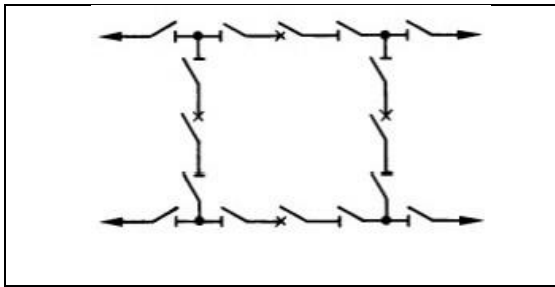
- dyspozycyjności,
- redundancji,
- wymagań w zakresie eksploatacji,
- wymagań w zakresie konserwacji,
- nakładów inwestycyjnych.

Co do zasady, im większa jest wymagana dyspozycyjność, tym większa jest liczba wykorzystywanych urządzeń (rezerwa) oraz koszt stacji.

Główne schematy systemów stosowane na całym świecie:

- jednosystemowe,
- dwusystemowe,
- dwusystemowe z szyną obejściową,
- z dwoma wyłącznikami,
- układy półtorawyłącznikowe (3/2 W)
- pierścieniowe.

	<p>Układy jednosystemowe:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>➤ Najprostszy możliwy schemat o najniższej dyspozycyjności.</li> <li>➤ Tylko jedna dostępna szyna zbiorcza, a przestój szyny oznacza przestój stacji.</li> <li>➤ W przypadku awarii wyłącznika powiązane pole zostanie odłączone.</li> </ul>
	<p>Układy dwusystemowe:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>➤ Dostępne są dwie szyny zbiorcze.</li> <li>➤ Łącznik szynowy do zarządzania szyną zbiorczą (podłączony lub autonomiczny).</li> <li>➤ „Rozwidlenie DS” do niezależnego podłączenia każdego pola do jednej z dwóch szyn zbiorczych.</li> <li>➤ W przypadku awarii szyny zbiorczej można użyć drugiej szyny.</li> <li>➤ W przypadku awarii wyłącznika powiązane pole zostanie odłączone.</li> </ul>
	<p>Układy dwusystemowe z obejściem:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>➤ Szyna obejściowa to dodatkowa szyna podłączona przez odgańlenie obejściowe.</li> <li>➤ W przypadku awarii szyny zbiorczej można użyć drugiej szyny.</li> <li>➤ W przypadku awarii wyłącznika istnieje możliwość odcięcia powiązanego pola w celu wykonania czynności naprawczych bez przerywania zasilania.</li> <li>➤ Połączenie z szynami zbiorczymi przez łącznik szynowy + obejście.</li> </ul>
	<p>Układy z dwoma wyłącznikami:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>➤ Całkowita redundancja szyny zbiorczej i pól/wyłącznika.</li> <li>➤ W przypadku awarii szyny zbiorczej można użyć drugiej szyny.</li> <li>➤ W przypadku awarii wyłącznika powiązane pole zostanie podłączone do odgańlenia równoległego bez utraty zasilania.</li> </ul>
	<p>Układy półorwyłącznikowe (3/2W):</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>➤ Dostępne są dwie szyny zbiorcze połączone według „średnic”.</li> <li>➤ Każda średnica może być podłączona do 2 linii.</li> <li>➤ Wyłącznik V zwany jest „wyłącznikiem łączącym”.</li> <li>➤ Ten schemat cechuje się taką samą redundancją jak schemat z dwoma wyłącznikami, lecz ma o 1 wyłącznik mniej.</li> </ul>



#### Szyna pierścieniowa:

- Brak fizycznej szyny zbiorczej – układ pierścienia/pętli.
- Każde odgałęzienie wymaga tylko jednego wyłącznika.
- Każdy wyłącznik można odciąć bez przerywania przepływu mocy w pozostałych polach zasilających.

## 6.4 Wybór najbardziej odpowiedniego schematu

Wybór najbardziej odpowiedniego schematu systemu dla konkretnego zastosowania i instalacji zawsze stanowi kompromis między konkurującymi ze sobą aspektami takimi jak redundancja / elastyczność / łatwość obsługi / łatwość konserwacji, koszty, dostępność przestrzeni i dyspozycyjność. Aspekty te cechują różne wagi (istotność) oraz różny wpływ w dwóch różnych środowiskach instalacji – lądowym i morskim. Ze względu na specyfikę instalacji morskich przyjmuje się, że ten sam element ma różne wagi i różny wpływ w dwóch różnych środowiskach instalacji.

W instalacji MFW można brać pod uwagę różne aspekty związane z miejscem montażu – na morzu lub na lądzie.

W przypadku stacji morskiej ważną rolę odgrywają aspekty takie jak dostępna przestrzeń, masa, kwestie transportowe i łatwość obsługi poszczególnych elementów rozdzielnic GIS. W tym przypadku należy również uwzględnić fakt, że złożoność schematu ma znaczący wpływ nie tylko na samą rozdzielnicę, lecz również na platformę, którą należy zwymiarować, biorąc również pod uwagę wymiary i masę rozdzielnic. W przypadku lądowej stacji końcowej nie istnieją żadne szczególne ograniczenia pod względem przestrzeni, obsługi elementów i kwestii transportowych. Dlatego można tutaj dążyć do zapewnienia wysokiego poziomu redundancji.

### 6.4.1 Instalacja morska

Wybór schematu dla morskiej stacji elektroenergetycznej zależy głównie od:

- potrzeby dostarczania energii do sieci krajowej, gdy jest ona dostępna,
- ograniczeń przestrzeni,
- potencjalnie długiego czasu naprawy ze względu na niedostępność platformy,
- nakładów inwestycyjnych.

Schemat jednosystemowy (z pojedynczą szyną zbiorczą) nie jest rozwiązaniem zalecanym dla tego zastosowania, ponieważ przestój szyny zbiorczej lub wyłącznika prowadzi do znacznej utraty wyprowadzanej mocy.

Schemat dwusystemowy (z podwójną szyną zbiorczą) wprowadza większą redundancję, lecz jego główną wadą jest fakt, że przestój wyłącznika prowadzi do całkowitego przestoju powiązanego pola. Rozwiązanie to jest zazwyczaj zalecane dla małych farm wiatrowych (o mocy kilkudziesięciu MW).

Typowa moc morskiej farmy wiatrowej wynosi kilkaset MW, dlatego w celu zapewnienia elastyczności i wysokiej dyspozycyjności należy rozważyć następujące schematy:

- podwójna szyna zbiorcza z obejściowym systemem szyn zbiorczych (lub z obejściem),
- schemat półtorawyłącznikowy (3/2 W),
- schemat z dwoma wyłącznikami.

Redundancja zapewniana przez te trzy różne schematy jest podobna: w razie przestoju jednego wyłącznika pola zawsze dostępny jest jeden wyłącznik w celu „zastąpienia” wyłącznika uszkodzonego.

Spośród trzech wymienionych schematów, schemat dwusystemowy (z podwójną szyną zbiorczą) z obejściem cechuje się najniższą redundancją, ponieważ:

- umożliwia on zarządzanie tylko jednym przestojem wyłącznika na każdą rozdzielnicę GIS (jednoczesne przestoje wyłączników uznawane są za odosobnione przypadki),
- podczas „awaryjnego” użycia łącznika szynowego jako zwykłego pola, oba główne systemy szyn zbiorczych pozostają odizolowane i nie można ich połączyć,
- możliwe jest pewne ograniczenie funkcji zabezpieczeń pierwotnie przewidzianych dla wadliwego pola (tj. zabezpieczenia różnicowego).

---

Schemat dwuwyłacznikowy jest w standardowej praktyce bardzo nietypowy, przez co powoduje on zwiększenie kosztów (jest to rozwiązanie specjalne).

Z punktu widzenia mechaniki schemat dwusystemowy (z podwójną szyną zbiorczą) i obejściem cechuje się mniejszą powierzchnią zabudowy (bardzo zbliżoną do schematu dwusystemowego (z szyną podwójną)).

Pod względem nakładów inwestycyjnych schemat dwusystemowy (z podwójną szyną zbiorczą) z obejściem jest rozwiązaniem najtańszym, schemat dwuwyłacznikowy jest najdroższy, a schemat półtorawyłacznikowy (3/2 W) plasuje się pośrodku.

Uwzględniając zbiorczo redundancję, koszt i powierzchnię zabudowy, sugeruje się rozważenie schematu dwusystemowego (z szyną podwójną) i obejściem jako rozwiązania podstawowego dla stacji morskiej. W zależności od topologii projektu, należy przeanalizować różne optymalne rozwiązania pod względem nakładów inwestycyjnych, dyspozycyjności i kosztu utraty produkcji energii.

#### **6.4.2 Instalacja lądowa**

Instalacja lądowa stanowi węzeł służący do podłączenia wszystkich doprowadzanych kabli ze stacji morskich oraz do wprowadzania całkowitej mocy do sieci 400 kV.

Biorąc pod uwagę strategiczną funkcję tego elementu instalacji, należy zwrócić szczególną uwagę na elastyczność i ciągłość pracy.

Co do zasady muszą być spełnione następujące kryteria:

- stacja lądowa nie może być „wąskim gardłem” w przepływie energii z morskiej farmy wiatrowej i musi zapewniać poziom elastyczności co najmniej zbliżony do poziomu zapewnianego przez stację morską;
- schemat stacji lądowej powinien być odpowiedni do przyłączenia do ewentualnie istniejącej stacji przesyłowej.

W związku z tym zaleca się zastosowanie tego samego schematu co w stacji morskiej, biorąc pod uwagę wymóg podłączenia do stacji przesyłowej.

### **7. WYTYCZNE DOTYCZĄCE MORSKIEJ ROZDZIELNICY GIS**

Niniejszy rozdział zawiera wytyczne dotyczące parametrów / wymagań techniczno-funkcjonalnych dla rozdzielnic GIS WN.

#### **7.1 Parametry uzyskane na podstawie analizy systemu**

Aby uwzględnić wszystkie aspekty umożliwiające określenie parametrów elektrycznych rozdzielnic GIS, należy przeprowadzić badania, o których mowa w rozdziale 10.

Wyniki uzyskane na podstawie analizy systemu są następnie wykorzystywane do określenia wartości parametrów znamionowych wskazanych w Tabeli 2.

Ponadto, w ramach wskazówki praktycznej, sugeruje się nie przekraczać wartości znamionowej 4000 A dla głównego systemu szyn zbiorczych oraz 3150 A dla pól zasilających. Wartości te stanowią średnie maksymalne prądy podane w katalogach producenta. Oferowanie urządzeń o wyższych parametrach znamionowych może być możliwe, lecz jako rozwiązanie specjalne będzie miało wpływ na koszt inwestycji oraz potencjalnie na niezawodność, ponieważ jest to rozwiązanie sprawdzone, lecz niestandardowe.

#### **7.2 Parametry techniczno-ruchowe i narzędzia specjalne**

Modułowość urządzeń i/lub elementów rozdzielnic GIS zapewnia parametry działania określone w pkt 7.13.

Dźwigi lub narzędzia do podnoszenia, narzędzia specjalne i akcesoria niezbędne do eksploatacji i konserwacji są zazwyczaj takie same jak wyposażenie niezbędne do montażu i muszą zostać określone i uzgodnione z producentem.



---

### 7.3 Wymagania norm i dokumentów

Normy, które należy uwzględnić, zostały wskazane w pkt 4 – DOKUMENTY REFERENCYJNE.

Producent powinien dostarczyć co najmniej następujące dokumenty:

- Arkusze danych ze wskazaniem:
  - znamionowych parametrów prądu (znamionowego, krótkotrwałego, zakłóceniewego, załączalnych i wyłączalnych),
  - poziomów izolacji (wg normy IEC),
  - wytrzymałości elektrycznej każdego urządzenia,
  - wytrzymałości mechanicznej każdego urządzenia,
  - rodzaju i ciśnienia gazu (ciśnienia napełniania, maksymalnego, minimalnego i poziomów alarmowych),
  - czasu otwierania i zamykania wszystkich urządzeń,
  - stopnia ochrony zapewnianego przez obudowę,
  - danych znamionowych obwodu nN,
  - poboru mocy nN przez silniki, grzałki i inne urządzenia potrzeb własnych,
  - materiału obudowy.
- Opisy konfiguracji i funkcji poszczególnych pól w formie:
  - ogólnego układu,
  - sekcji pól zasilających,
  - schematu jednokreskowego przedstawiającego sposób podziału na przedziały gazowe,
  - schematu logicznego i tablicy blokad (po jednej na każde pole zasilające),
  - rysunków funkcjonalnych (po jednym na każde pole zasilające),
  - układu i schematu lokalnej szafy sterowniczej (po jednym na każde pole zasilające).
- Informacje i instrukcje dotyczące wszystkich podzespołów instalacji w zakresie:
  - eksploatacji,
  - przeglądów i konserwacji,
  - pierwszego uruchomienia,
  - transportu i przechowywania.
- Wykaz części zamiennych podzielony na dwie grupy: części zamienne o krytycznym znaczeniu i części zamienne na 5 lat eksploatacji. Każda część zamienna powinna być oznaczona niepowtarzalnym kodem w celu łatwej identyfikacji i realizacji przyszłych zamówień.
- Protokoły z fabrycznych i pomontażowych prób odbiorowych. Dla każdego pola zasilającego / jednostki funkcjonalnej należy dostarczyć:
  - wykaz fabrycznych i pomontażowych prób odbiorowych z wyraźnym odniesieniem do kodu świadectwa wykonania próby,
  - zbiór wszystkich świadectw wykonania prób w podziale na podzespoły.
- Protokoły z rozruchu.
- Schematy przedziałów gazu z informacją o poszczególnych objętościach, masach i ciśnieniach gazu (poziomy robocze, maksymalne, minimalne i alarmowe).
- Sprawdzenie, czy pomiędzy badaniem wyrobu w fabryce a montażem na terenie budowy (łącznie z transportem) nie nastąpił szkodliwy wpływ na urządzenia.

Folder z instrukcjami eksploatacji powinien zawierać wyszczególnienie ilości wszystkich grup materiałów wykorzystanych w rozdzielniczy GIS. Jeżeli stosowane substancje lub materiały wymagają szczególnego postępowania lub szczególnej obsługi zgodnie z przepisami prawa obowiązującymi w czasie ich dostawy, należy to wyraźnie zaznaczyć.

### 7.4 Wytyczne dotyczące analizy koordynacji izolacji

Aby określić ryzyko narażenia urządzeń na wysokie napięcia, niezbędna jest szczegółowa analiza napięć. Napięcie może być napięciem krótkotrwałym (napięcie o stromym czole lub o łagodnym czole), zwanym przejściowym, albo długotrwałym napięciem przejściowym (TOV) – w sieciach morskich mogą wystąpić oba rodzaje napięć.



Głównym źródłem przepięcia przejściowego w morskich elektrowniach wiatrowych są operacje łączeniowe. Rozbudowane systemy kablowe w morskich elektrowniach wiatrowych, połączone z dużą liczbą transformatorów podwyższających napięcie w turbinach wiatrowych, również powodują powstanie wielu granic impedancji udarowej, na których mogą wystąpić odbicia napięcia, powodując potencjalne przeskoki. Oznacza to, że będą występować różne poziomy naprężeń na izolacji urządzeń elektrycznych, w zależności od ich lokalizacji w układzie.

Procedura koordynacji izolacji musi być zgodna z normami IEC 60071-1 i 60071-2.

## 7.5 Wymagania dotyczące poziomu izolacji gazowej

Rozdzielnica GIS powinna być zaprojektowana jako zamknięty lub hermetyczny układ ciśnieniowy. W przypadku zamkniętego układu ciśnieniowego natężenie wycieku z każdego pojedynczego przedziału gazowego do atmosfery oraz wycieku pomiędzy przedziałami gazowymi nie może przekraczać 0,5% na rok.

Każdy przedział gazowy powinien być wyposażony w monitor gęstości oraz w układ monitorowania on-line.

Okresowa kontrola jakości SF<sub>6</sub> (pod względem wilgotności, produktów ubocznych, procentowej zawartości SF<sub>6</sub>) może przedstawić długotrwałe funkcjonowanie rozdzielnicy i dostarczyć informacji na temat początkowych problemów.

Kontrole jakości SF<sub>6</sub> są niezbędne lub mogą być bardzo skuteczne w celu:

- sprawdzenia prawidłowej jakości/stanu gazu po napełnieniu lub ponownym napełnieniu,
- lokalizacji przedziału gazowego, w którym wystąpiła usterka wewnętrzna,
- analizy przyczyn nietypowego działania (ewentualnie uwidocznionych przez inne czynniki),
- określenia stanu poszczególnych urządzeń po wystąpieniu nietypowych zdarzeń w układzie,
- określenia stanu gazu przed otwarciem przedziału lub przed zastosowaniem innych urządzeń probierczych w celu zapewnienia zastosowania odpowiednich środków postępowania z gazem (w tym jego usuwania) i środków ochronny personelu, a także w celu zapewnienia, że przyrządy nie zostaną zniszczone przez zanieczyszczony gaz,
- walidacji wyników pomiarów uzyskanych przy użyciu innych technik badawczych, np. pomiarów wyładowań niezupełnych.

Biorąc pod uwagę rodzaj zastosowania, zaleca się powtarzanie analizy SF<sub>6</sub> przynajmniej co 2 lata. W zależności od wyników mogą być wymagane inne badania.

## 7.6 Parametry techniczne głównych podzespołów

Poniższe tabele zawierają dane określające główne elementy rozdzielnicy GIS takie jak wyłącznik, odłącznik, uziemniki, przekładniki, ogranicznik przepięć i uziemnik szybki.

Tabela 3. Parametry wyłącznika

Parametr	Wartość zalecana
<b>Urządzenie przerywające</b>	
napięcie znamionowe ≤ 245 kV	1
napięcie znamionowe > 245 kV	2
Współczynnik pierwszego wyłączającego bieguna (kpp)	1,5
Znamionowa sekwencja łączeniowa	CO (3-fazowe)-15 s- CO (3-fazowe)
<b>Klasy wyłączników</b>	
Klasa wytrzymałości mechanicznej	M2
Klasa wytrzymałości elektrycznej	E1
Klasa przełączania prądów pojemnościowych	C2
<b>Czasy pracy</b>	
Czas wyłączenia	≤50 ms

<b>Napęd i praca</b>	
Napęd	Sprężynowy, hydrauliczny lub sprężynowo-hydrauliczny
Reżim pracy	<ul style="list-style-type: none"> <li>Jednobiegunowy w przypadku pól wyposażonych w sterowane łączniki.</li> <li>Trójbiegunowy w przypadku pól zasilających podłączonych do kabli WN</li> </ul>
Liczba silników do uzbrajania napędu	1 na fazę
<b>Pomocnicze</b>	
napięcie silnika	230 V AC
Zakres napięcia	85%-110%
Liczba cewek zamykających	1
Napięcie cewek zamykających i otwierających	220 V DC
Zakres napięcia cewek zamykających	85%-110%
Liczba cewek wyłączających	2
Zakres napięcia cewek wyłączających	85%-110%
<b>Liczba pomocniczych styków bezpotencjałowych</b>	
Styk NZ	≥8
Styk NO	≥8
<b>Wytrzymałość izolacji pomocniczej</b>	
Obwody sterownicze i sygnalizacyjne o napięciu ≥ 110 V (1 min)	3 kV
Obwód silnika (1 min)	3 kV

Tabela 4. Parametry odłącznika i uziemnika

<b>Parametr</b>	<b>Wartość zalecana</b>
<b>Klasy odłączników</b>	
Klasa wytrzymałości mechanicznej odłącznika	M2
Klasa wytrzymałości mechanicznej uziemnika z zabezpieczeniem	M2
<b>Pomocnicze</b>	
Napięcie znamionowe sterowania i silnika	220 V DC
<b>Liczba pomocniczych styków bezpotencjałowych</b>	
Styk NC	≥8
Styk NO	≥8

Tabela 5. Parametry przekładnika prądowego

<b>Parametr</b>	<b>Jednostka</b>	<b>Wartość zalecana</b>
Znamionowy prąd pierwotny	A	w zależności od prądu znamionowego pola zasilającego; najlepiej wybrać spośród wartości: 600-1200 800-1600 1000-2000 1500-3000
Znamionowy prąd wtórny	A	1

Liczba żył		
pomiar	szt.	2
ochrona	szt.	3
Znamionowe obciążenie i dokładność		-
pomiar		10 VA 0,2 klasa FS 5
ochrona		25 VA 5P20

Dane znamionowe podane w Tabeli 5 mają charakter wstępny i należy je zweryfikować w ramach konkretnego projektu, na podstawie badania zabezpieczeń i koordynacji, omówionego w rozdziale 10.

Tabela 6. Parametry przekładnika napięciowego

Parametr	Jednostka	Wartość zalecana
Znamionowe napięcie pierwotne	V	220,000/ $\sqrt{3}$
Znamionowe napięcie wtórne	V	100/ $\sqrt{3}$ (1)
Liczba uzwojeń		
pomiar	szt.	2
ochrona	szt.	2
Znamionowe obciążenie i dokładność		
Pomiar 1		Klasa 5 VA 0,2
Pomiar 2		Klasa 10 VA 0,2 i 3P
Ochrona 1		50 VA 3P
Ochrona 2		25 VA 3P

Uwagi:

- (1) W przypadku uzwojeń, dla których wymagana jest konfiguracja w układzie otwartego trójkąta, znamionowe napięcie wtórne powinno wynosić  $100/3$  V zamiast  $100/\sqrt{3}$ .

Dane znamionowe podane w Tabeli 6 mają charakter wstępny i należy je zweryfikować w ramach konkretnego projektu, na podstawie badania zabezpieczeń i koordynacji, omówionego w rozdziale 10.

Należy przewidzieć ograniczniki przepięć do ochrony następujących urządzeń:

- transformatora mocy,
- dławika kompensacyjnego,
- kabla HV.

Wyznaczenie ostatecznej wartości znamionowej ogranicznika przepięć zostanie zweryfikowane dla każdego pojedynczego projektu z uwzględnieniem poziomu izolacji urządzeń zabezpieczających oraz w następujących warunkach:

- skutecznie uziemiony punkt zerowy,
- maksymalny czas wyłączenia zwarcia: 3 s (łącznie),
- minimalny margines ochronny, w tym efekt odległości, powinien wynosić co najmniej 30%,
- wymiarowanie powinno uwzględniać również ewentualne przejściowe przepięcia wynikające z badań elektrycznych określonych w rozdziale 10.

Tabela 7. Parametry ogranicznika przepięć

Parametr	Jednostka	Wartość zalecana
Napięcie znamionowe	kV skut.	192 kV
Maks. ciągle napięcie robocze	kV skut.	$\geq 200$
Nominalny poziom prądu wyładowania	kA	20
Klasa wyładowania linii	nr	$\geq 3$
Znamionowa obciążalność termiczna, Wth (wg IEC)	kJ/kV (Ur)	$\geq 8$
Maksymalne napięcie resztkowe przy znamionowym prądzie wyładowania	kVszczyt	$\leq 500$

Powinna być zapewniona możliwość (np. na potrzeby prób wysokiego napięcia) odłączenia aktywnej części ogranicznika przepięć od obwodu głównego GIS bez otwierania przedziału gazowego. Jeżeli nie można zastosować wbudowanego urządzenia odłączającego, należy zastosować dodatkowy moduł odłącznikowy.

Uziemniki szybkie należy zamontować w polu kablowym WN w celu odprowadzania potencjału z kabli WN; szczegółowe informacje – zob. Tabela 8.

Tabela 8. Uziemnik szybki

Parametr	Jednostka	Wartość zalecana
<b>Zdolność załączania</b>	kA <sub>rms</sub>	63 kA
<b>Zdolność łączeniowa indukcyjna</b>		
Prąd	A	80 A
Napięcie	kV	2 kV
<b>Zdolność łączeniowa pojemnościowa</b>		
Prąd	A	3 A
Napięcie	kV	12 kV
Klasa wytrzymałości elektrycznej	-	E1
Klasa wytrzymałości mechanicznej	-	M1
<b>Typ napędu</b>		
Zamykanie	-	Sprężynowe
Otwieranie	-	Elektryczne

Uwaga: nawet jeżeli nie zostało to zasugerowane, możliwe jest rozładowanie kabla WN za pośrednictwem indukcyjnego przekładnika napięciowego. W takim przypadku przekładnik napięciowy powinien mieć zdolność łączeniową pojemnościową podaną w Tabeli 8.

## 7.7 Obudowa/Hermetyzacja

Rozdzielnica GIS powinna być rozdzielnicą z hermetyzacją jednofazową. Każda faza powinna być umieszczona w obudowie jednofazowej.

## 7.8 Połączenie z transformatorem i dławikami.

Preferowane jest połączenie między polem zasilającym rozdzielnicy GIS a transformatorem i/lub dławikami kompensacyjnymi za pośrednictwem sprzęgu SF<sub>6</sub>/olej. Sprzęg SF<sub>6</sub>/olej powinien zostać zaprojektowany z uwzględnieniem następujących wymagań:

- Połączenie powinno być wyposażone w odpowiednie urządzenia zrzutowe, które będą zapobiegać przenoszeniu drgań z transformatora/dławika do rozdzielnicy GIS.
- Połączenie powinno być wyposażone w odcinek izolujący odpowiedni do przerywania ciągłości metalicznej między obudową rozdzielnicy GIS a dławikiem / kadzią transformatora.

## 7.9 Rozładowanie potencjału przewodu eksportowego

W celu rozładowania potencjału przewodu eksportowego zaleca się zastosowanie uziemnika szybkiego, który powinien być zamontowany na każdym polu kablowym rozdzielnicy GIS obok urządzenia przyłączeniowego wejścia kablowego. Zalecane dane uziemnika szybkiego przedstawiono w Tabeli 8.

## 7.10 Wymagania dotyczące umiejscowienia przekładników prądowych

W zastosowaniach GIS położenie przekładników prądowych zależy przede wszystkim od dwóch czynników:

- wybranego schematu zabezpieczeń (zob. pkt 10.9 – Badanie koordynacji zabezpieczeń),
- układu mechanicznego rozdzielnicy GIS.

---

Biorąc pod uwagę schemat zabezpieczeń, położenie przekładnika prądowego należy dobrać z uwzględnieniem konfiguracji mechanicznej rozdzielnic GIS.

### 7.11 Wymagania dotyczące sterowanych układów przełączania faz

Normalna operacja łączeniowa dławików kompensacyjnych i transformatora mocy może powodować poważne stany nieustalone – wysokie przepięcia lub wysokie prądy rozruchowe. Skala stanów nieustalonych zależy od punktu przebiegu, w którym dochodzi do zamknięcia lub otwarcia styków wyłącznika.

Najistotniejszym zjawiskiem związanym z dławikami kompensacyjnymi jest wyłączenie spod napięcia. Niekontrolowane wyłączenie spod napięcia spowoduje wczesny zapłon ponowny łuku co najmniej jednego bieguna wyłącznika. Bardzo gwałtowne nieustalone stany napięcia wywołane wczesnym zapłonem ponownym łuku będą rozłożone nierównomiernie na uzwojeniu dławika, a najwyższe obciążenie będzie występować na pierwszych zwojach. Istnieje ryzyko, że obciążenie napięciowe doprowadzi do przebicia izolacji uzwojenia w dławiku, co w dłuższej perspektywie może prowadzić do całkowitego przebicia. Może również dojść do uszkodzenia izolacji pobliskich urządzeń.

Aby ograniczyć ryzyko wczesnego zapłonu ponownego łuku, można rozważyć dwa potencjalne rozwiązania:

- Ogranicznik przepięć,
- Sterowane łączniki.

Rozwiązanie obejmujące sterowane łączniki jest zazwyczaj rozwiązaniem preferowanym, ponieważ ogranicza ono opisywane zjawiska przed ich rozpoczęciem, jest zwykle tańsze oraz zajmuje mniej przestrzeni.

Ponadto przy użyciu tego samego urządzenia możliwe jest również uniknięcie zjawisk dotyczących prądu rozruchowego, związanych z podaniem napięcia na dławik kompensacyjny.

Najistotniejszym zjawiskiem związanym z przekazaniem mocy jest podanie napięcia.

Niekontrolowane podanie napięcia w niefortunnych punktach przebiegu powoduje powstanie wysokich i powoli tłumionych prądów rozruchowych. W efekcie powstają naprężenia mechaniczne na uzwojeniach, zakłócenia w obwodach wtórnych od wysokiego prądu składowej zerowej oraz zakłócenia w sieci powodowane przez harmoniczne prądu.

Czynność załączania powinna być wykonywana w odpowiednim momencie, z uwzględnieniem strumienia resztkowego w rdzeniu transformatora.

Sterowane łączniki należy przewidzieć dla pól transformatorów mocy i dławików kompensacyjnych. Każde urządzenie powinno odbierać jako sygnały wejściowe zarówno sygnały prądowe (z pola) jak i napięciowe (z szyny zbiorczej).

Dla wszystkich pól zasilających, w których zamontowano sterowane łączniki, wymagany jest wyłącznik z możliwością pracy jednobiegunowej, aby zapewnić maksymalną elastyczność sterowanego przełączania.

Zakres dostawy powinien również obejmować wszelkie niezbędne oprogramowanie wraz z licencjami oraz kable telekomunikacyjne do ustawiania/diagnostyki i konserwacji urządzeń.

Sterowany łącznik powinien być zaprojektowany i przebadany:

- zgodnie z IEC 60255 – Przekładniki pomiarowe i urządzenia zabezpieczeniowe,
- zgodnie z IEC 61000-6-5 – Kompatybilność elektromagnetyczna (EMC) – Część 6-5.

Sterownik łącznika powinien również uwzględniać statystyczny charakter wyłącznika w zakresie mechanicznego i elektrycznego rozrzutu czasów przełączania. Ponadto powinien on optymalizować dokładność ustalania wartości docelowych poprzez kompensację zależności czasów pracy mechanicznej od parametrów otoczenia takich jak napięcie sterujące, temperatura i ciśnienie napędu oraz poprzez adaptacyjne korygowanie momentów wyzwolenia wyłącznika na podstawie błędów wartości docelowych podczas ostatniej operacji.

W odniesieniu do kompatybilności elektromagnetycznej należy przeprowadzić badanie podane w Tabeli 9:

Tabela 9. Wymagania dotyczące badań kompatybilności elektromagnetycznej

Badanie	Norma odniesienia	Poziom pomiaru	
Szybki stan nieustalony na złączach sygnałowych	IEC 60255-22-4 IEC 61000-4-4	Poziom X	V szczyt 4 kV; tętnienie częstotliwości 2,5 kHz
Szybki stan nieustalony na urządzeniach pomocniczych i przyłączach uziemiających	IEC 60255-22-4 IEC 61000-4-4	Poziom 4	V szczyt 4 kV; tętnienie częstotliwości 2,5 kHz
Impulsy 1 MHz	IEC 60255-22-1	Poziom 3	Tryb wspólny 2,5 kV – powt. Tryb różnicowy 400 / s 1 kV – powt. 400 / s
Przerwa pom. DC nN	IEC 60255-11 -	-	$\Delta U$ 100% – 0,05 s
Natężenie pola elektromagnetycznego przy częstotliwościach radiowych	IEC 60255-22-3 IEC 61000-4-3	Poziom 3	10 V/m
Wyładowania elektrostatyczne	IEC 60255-22-2 IEC 61000-4-2	Poziom 3	Styk 6 kV / powietrze 8 kV

Zaleca się również, aby na etapie rozruchu wymagać obecności specjalisty inżyniera na terenie budowy.

### 7.12 Wymagania dotyczące sekwencji łączeniowych w celu uniknięcia zjawiska „pominięcia zera” w wyłączniku

Należy określić wymagania dla sekwencji łączeniowych i konfiguracji sterowanych układów przełączania w przypadku poszczególnych stopni podania napięcia na układ, aby uniknąć zjawiska „pominięcia zera” w wyłączniku.

Tak zwane zjawisko „pominięcia zera” w wyłączniku to zjawisko zachodzące w instalacjach kablowych z kompensacją równoległą, w ramach którego prąd przepływający przez wyłącznik liniowy nie przechodzi przez punkt zerowy przez kilka cykli. W takiej sytuacji bezpieczne otwarcie niezakłóconych faz jest trudne lub wręcz niemożliwe w przypadku wystąpienia zwarcia w obwodzie w chwili lub po podaniu napięcia, gdy nadal występuje prąd „pominięcia zera”. Dlatego jeżeli na etapie projektowania instalacji kablowej nie zostaną przewidziane odpowiednie środki zaradcze, system będzie bardziej podatny na zwarcia i nie będzie przed nimi chroniony.

Aby uniknąć opisywanego zjawiska, można rozważyć różne rozwiązania bazujące na sterowanym przełączaniu:

- Jednoczesne podanie napięcia na kabel i dławiki przy napięciu zerowym
- Jednoczesne podanie napięcia na kabel i dławiki przy napięciach szczytowych
- Podanie napięcia w kolejności – najpierw przewód, potem dławik

Należy przeprowadzić szczegółową analizę i symulację w dziedzinie czasu, aby dla każdego rozwiązania obliczyć:

- przepięcie impulsowe,
- prąd przejściowy w dławiku i kablu,
- prąd przejściowy wyłącznika.

Wybrane rozwiązanie będzie minimalizowało zarówno przepięcia przejściowe jak i prąd rozruchowy. Szczególną uwagę należy zwrócić na analizę prądu wyłącznika (pojemnościowego), aby nie przekroczyć zdolności łączeniowych wyłącznika.

### 7.13 Wymagania w zakresie eksploatacji i konserwacji

Wymagania w zakresie eksploatacji rozdzielnic GIS są zasadniczo związane z wymaganiami dotyczącymi warunków środowiskowych, naprężeń mechanicznych i miejsca montażu. Aspekty te omówiono w poszczególnych punktach niniejszego dokumentu.



---

Jeśli chodzi o wymogi w zakresie konserwacji, należy uwzględnić, że nowoczesne generacje rozdzielnic GIS wymagają mniej czynności konserwacyjnych i zapewniają dłuższe okresy eksploatacji dzięki udoskonaleniom wprowadzonym podczas ponad 35 lat ich stosowania.

W przypadku rozdzielnic konserwacja jest z definicji niezbędna dla utrzymania dyspozycyjności urządzenia. Konserwacja powinna obejmować:

- terminową wymianę elementów podlegających szczególnie silnym naprężeniom w celu zapobieżenia awariom,
- określenie poziomu zużycia części oraz ocenę ich stanu,
- sprawdzenie, czy części są nadal w dobrej kondycji i czy mogą być nadal eksploatowane.

Konserwację można wykonywać w oparciu o doświadczenie producentów zdobyte przez lata eksploatacji urządzenia (tzw. konserwacja planowa (oparta na harmonogramach) – TBM) – tak obecnie dzieje się w wielu przypadkach – a także na podstawie monitorowania i wykorzystania systemów diagnostycznych (konserwacja zależna od stanu – CBM) oraz w formie konserwacji ukierunkowanej na niezawodność (RCM; w pewien sposób odpowiada to konserwacji planowej). W wyniku deregulacji wprowadzana jest kolejna strategia konserwacji, zwana konserwacją opartą na analizie ryzyka. Wymienione czynności powinny zapewnić zminimalizowanie kosztów utrzymania ruchu, wydłużenie czasu między kolejnymi czynnościami konserwacyjnymi oraz zwiększenie dyspozycyjności urządzeń.

Najnowsze praktyki w zakresie konserwacji kładą większy nacisk na osiągnięcie większej wydajności. Za najważniejsze czynniki sukcesu uznaje się rentowność, dyspozycyjność, niezawodność, przychody i zadowolenie klientów.

#### **7.14 Wymagania dotyczące monitorowania i konserwacji**

Wszelkie poważne awarie zdarzające się wewnątrz rozdzielnic GIS o niezwykle zwartej budowie stanowią problem o wiele poważniejszy niż w przypadku awarii wewnątrz urządzeń AIS. Terminowe zapobieganie lub ujawnianie drobnych awarii i wad jest istotniejsze w przypadku rozdzielnic GIS niż rozdzielnic AIS.

Wczesne wykrywanie wad jest niezwykle ważne dla uniknięcia poważnych awarii i przestojów. Można w tym zakresie zastosować dwie różne strategie: monitorowanie i diagnostykę.

Monitorowanie uwzględnia montaż stały i środki stosowane w sposób ciągły, natomiast diagnostykę prowadzi się przy użyciu środków tymczasowych / celowych.

Biorąc pod uwagę potencjalne trudności w dostępie oraz znaczenie ciągłości wyprowadzania mocy, zaleca się, aby monitorować co najmniej:

- ciśnienie i stan SF<sub>6</sub>,
- dane wyłącznika, czasy pracy, liczbę przerw prądów, zużycie energii przez silnik zbrojenia sprężyny itp.,
- parametry ogranicznika przepięć (liczbę wyładowań).

Ponadto należy regularnie uwzględniać następujące czynności diagnostyczne:

- pomiar wyładowań niepełnych (po zakończeniu montażu, a następnie co 1–2 lata),
- pomiar rezystancji styków dla wyłącznika i DS (po zakończeniu montażu, a następnie co 5 lat),
- analizę SF<sub>6</sub> (po zakończeniu montażu, a następnie co 2–3 lata, w miarę możliwości).

#### **7.15 Wymagania dotyczące podziału rozdzielnic GIS na przedziały gazowe**

Podział rozdzielnic GIS na przedziały gazowe musi umożliwiać prowadzenie prac konserwacyjnych zgodnie z przepisami BHP bez konieczności wyłączania sąsiedniego pola / sekcji systemu szyn zbiorczych.

Wewnętrzny przedział rozdzielnic GIS powinien być tak zaprojektowany, aby umożliwić bezpieczną obsługę i konserwację rozdzielnic. W szczególności powinna być zapewniona możliwość demontażu każdego wyłącznika i odłączników szynowych bez odgazowywania szyny (szyn).

#### **7.16 Części zamienne – montaż i przechowywanie**

Biorąc pod uwagę możliwe utrudnienia w dostępie do platformy, znaczenie wyprowadzania energii oraz potencjalnie długi czas dostawy części zamiennych, zaleca się posiadanie niezbędnego zestawu części zamiennych. W razie występowania wolnego miejsca części zamienne powinny być przechowywane



na stacji morskiej, ewentualnie w magazynie na lądzie, tak aby były łatwo dostępne w celu pobrania i przetransportowania.

Tabela 10 przedstawia minimalny zestaw części zamiennych zalecany dla morskiej rozdzielnicy GIS.

Tabela 10. Zalecane części zamienne

Pozycja	Zalecane części zamienne	
	Pola stacyjne	
	≤6	>6
Pełny biegun wyłącznika (wraz z napędem)	1	2
Napęd odłącznika	1 na każdy typ	2 na każdy typ
Styk główny odłącznika	1 na każdy typ	1 ka każdy typ
Ogranicznik przepięć	1 na każdy typ	2 na każdy typ
Licznik zdarzeń ograniczników przepięć	1 na każdy typ	1 na każdy typ
Izolatory	1 komplet (2 na każdy typ)	2 komplety (2 na każdy typ)
Przełączniki pomocnicze nN	1 kpl.	2 kpl.
Osprzęt nN (bloki zaciskowe)	1 kpl.	1 kpl.
Grzałki antykondensacyjne	1 kpl.	1 kpl.
Urządzenie do napełniania Sf6	1 kpl.	1 kpl.
Zawór napełniania Sf6	2 kpl.	3 kpl.
Manometr/gęstościomierz	1 kpl.	2 kpl.

Należy również pamiętać, że przechowywanie części zamiennych jest niezbędne, aby zapewnić trwałość przez lata eksploatacji. Dlatego zaleca się przechowywanie części zamiennych w pomieszczeniu o regulowanej wilgotności i temperaturze, odpowiednio odizolowanym od środowiska zewnętrznego. Ponadto sugeruje się zastosowanie worka ochronnego z solami higroskopijnymi w celu dodatkowej ochrony.

### 7.17 Odporność rozdzielnicy GIS na drgania

Rozdzielnica GIS musi być zaprojektowana i wyprodukowana z uwzględnieniem drgań wynikających z oddziaływania morza, które poddają urządzenia naprężeniom mechanicznym podczas transportu i eksploatacji.

W odniesieniu do drgań występujących podczas eksploatacji, podkreśla się, że są one silnie uzależnione od docelowego miejsca montażu oraz od konstrukcji platformy. Wytrzymałość rozdzielnicy GIS na drgania należy porównać ze spektrum drgań dostarczonym przez dostawcę platformy. Jeżeli drgania przenoszone przez platformę na rozdzielnicę GIS są większe niż poziom jej wytrzymałości, należy:

- wzmocnić konstrukcję rozdzielnicy GIS,
- zapewnić tłumiki drgań w punkcie montażu rozdzielnicy GIS.

Wytrzymałość rozdzielnicy GIS na drgania należy badać zgodnie z normą IEC 60068, ze szczególnym uwzględnieniem drgań sinusoidalnych (część 2-6) i drgań losowych (część 2-64). Definicja spektrum drgań, które ma być wykorzystane do badania, powinna być uzgodniona z dostawcą platformy, aby była reprezentatywna zarówno dla transportu jak i normalnej eksploatacji.

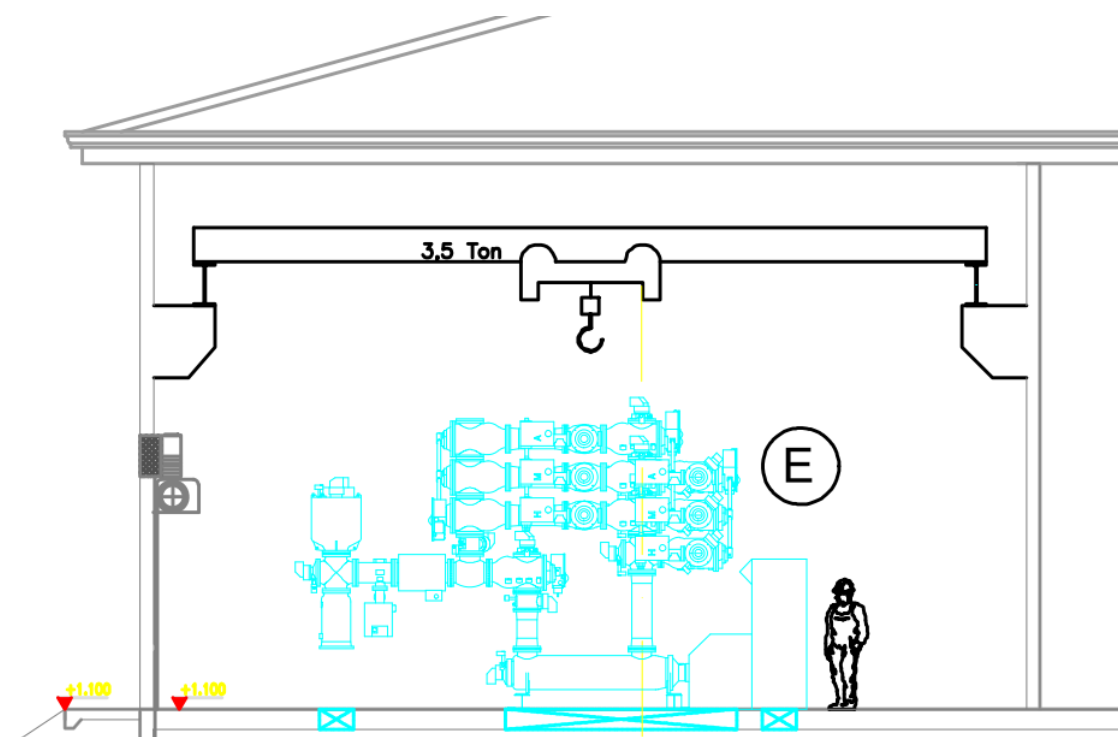
W odniesieniu do drgań związanych z transportem należy przeanalizować specjalną tymczasową konstrukcję wzmocnienia i mocowania, aby zwiększyć sztywność zespołu rozdzielnicy GIS oraz jej wytrzymałość na typowe drgania występujące podczas transportu morskiego. Na etapie transportu morskiego sugeruje się podanie napięcia na urządzenia pomocnicze rozdzielnicy GIS, aby uniknąć kondensacji.

## 7.18 Wymagania dotyczące pomieszczenia rozdzielnic GIS

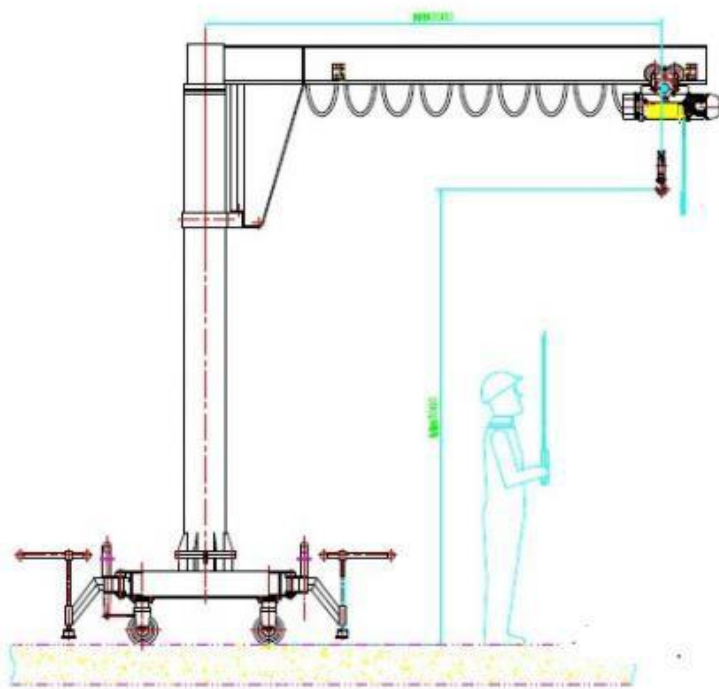
Wielkość pomieszczenia powinna uwzględniać miejsce na montaż oraz przyszłe procedury konserwacji.

Wymagania dotyczące pomieszczenia na rozdzielnicę GIS należy starannie opracować, tak aby spełnić wymogi w zakresie montażu, eksploatacji i konserwacji rozdzielnic. Wymagania minimalne:

- pomieszczenie powinno posiadać minimalne wymiary umożliwiające montaż rozdzielnic GIS,
- w pomieszczeniu powinna występować dostateczna przestrzeń przed rozdzielnicą GIS umożliwiającą wyjęcie największego urządzenia lub modułu (którym zwykle jest wyłącznik),
- w zakresie montażu i konserwacji rozdzielnic GIS dostępne są dwie opcje, w zależności od ograniczeń dotyczących wysokości budynku:
  - Rozwiązanie standardowe. Pomieszczenie powinno być wyposażone w niewielką suwnicę bramową służącą do montażu i przyszłej konserwacji rozdzielnic GIS. Udźwig suwnicy powinien być równy masie najcięższego urządzenia/modułu. Zwykle udźwig wynosi 3–6 ton. Wysokość maksymalna haka powinna być co najmniej równa sumie najwyższego punktu rozdzielnic GIS powiększonej o wysokość największego urządzenia/modułu, który można przenosić, plus margines bezpieczeństwa równy 0,5 m. Wysokość pomieszczenia rozdzielnic GIS powinna być liczona od najniższego poziomu haka. Rysunek 7-1 przedstawia przykładową instalację suwnicy bramowej.
  - Rozwiązanie w przypadku mniejszej wysokości. Rozdzielnica GIS powinna być wyposażona w system demontowanych kół/wózków umożliwiający wyjęcie pojedynczego modułu w razie awarii. Jest to wymaganie szczególnie w przypadku rozdzielnic GIS i należy to wyraźnie wskazać producentowi rozdzielnic na etapie zaproszenia do składania ofert. Ponadto sugeruje się zastosowanie systemu urządzeń dźwigowych (o udźwigu 1–2 tony), aby ułatwić demontaż podzespołu rozdzielnic GIS znajdującego się w jej górnej części. Na Rysunku 7-2 przedstawiono przykładowy żuraw samojezdny; w zależności od konstrukcji rozdzielnic GIS i urządzeń dostępnych na rynku można zastosować inny rodzaj dźwigu.



Rysunek 7-1. Przykładowa suwnica bramowa



Rysunek 7-2. Przykładowy żuraw samojezdny

### 7.19 Środki zapobiegające skutkom narażenia na czynniki środowiskowe (korozję, zasolenie itp.)

Aby złagodzić skutki agresywnych czynników środowiskowych występujących na morzu, należy uwzględnić dwa różne poziomy stosowanych środków:

- zabezpieczenia antykorozyjne urządzeń,
- właściwości pomieszczenia/budynku oraz instalację/podsystem.

W odniesieniu do urządzeń, skuteczność/trwałość zabezpieczeń antykorozyjnych należy ustawić na minimalną klasę C5VH według ISO 9223 i ISO 14713-1.

Środki dotyczące pomieszczenia/budynku rozdzielnic GIS:

- odpowiedni stopień uszczelnienia drzwi i okien,
- redundantny układ ogrzewania/chłodzenia z funkcją regulacji wilgotności,
- klimatyzacja,
- regulacja nadciśnienia w pomieszczeniu.

### 7.20 Badania typu rozdzielnic GIS, badania wyrobu i próby odbiorowe (FAT i rozruch w miejscu montażu).

Normy międzynarodowe zawierają szczegółowe informacje na temat różnych procedur badań i odpowiednich warunków; poniżej przedstawiono krótki opis różnych rodzajów badań i ich celów. Niektóre badania są jednak fakultatywne i mogą zostać wybrane przez Przedsiębiorstwo Użyteczności Publicznej.

#### Próba typu

Celem obowiązkowych i fakultatywnych badań typu jest potwierdzenie spełniania zamierzonej funkcji rozdzielnic GIS i jej podzespołów w danych warunkach pracy oraz w warunkach nadzwyczajnych.

Procedury badania typu i warunki badań opisano w odpowiednich normach IEC. Badania typu prowadzi się na próbkach zgodnych z wytwarzanym urządzeniem.

Zazwyczaj wykonanie badania typu nie jest wymagane, jeżeli producent jest w stanie przedstawić ważne i

---

w pełni zgodne protokoły z badania typu wydane przez uznawane międzynarodowo laboratorium zewnętrzne. Zaleca się również unikanie świadectw badania typu starszych niż 10 lat.

Wykaz badań typu według IEC 62271-203:

- badania sprawdzające poziom izolacji urządzeń oraz próby wytrzymałości elektrycznej urządzeń pomocniczych,
- badania potwierdzające poziom napięcia zakłóceń radiowych (RIV) (jeżeli dotyczy),
- badania potwierdzające przyrost temperatury którejkolwiek części urządzenia oraz pomiar rezystancji obwodu głównego,
- badania potwierdzające znamionowy prąd szczytowy i znamionowy krótkotrwały prąd wytrzymywany,
- badania sprawdzające zdolność załączania i wyłączania zawartych w zestawie łączników,
- badania sprawdzające poprawność działania zawartych w zestawie łączników,
- badania potwierdzające wytrzymałość obudów,
- weryfikacja stopnia ochrony zapewnianego przez obudowę,
- badania gazoszczelności,
- badania kompatybilności elektromagnetycznej (EMC),
- dodatkowe badania obwodów pomocniczych i sterowniczych,
- badania ścianek między przedziałami,
- badania potwierdzające prawidłowość działania w temperaturach granicznych,
- badania potwierdzające właściwości użytkowe w cyklach cieplnych oraz badania gazoszczelności izolatorów,
- badanie korozji połączeń uziemiających (jeśli dotyczy),
- procedura badania promieniowania rentgenowskiego na przerywaczach próżni (jeśli dotyczy).

Ponadto norma IEC wspomina o dodatkowych badaniach, które mogą być wymagane przez użytkowników końcowych:

- badania oceniające skutki wyładowań łukowych spowodowanych zwarcie wewnętrznym,
- badanie korozji na obudowach.

Biorąc pod uwagę analizowane zastosowanie, wymagane badania korozji na obudowach jest wskazane tylko dla stacji morskiej.

Badanie typu prowadzi się w laboratoriach podczas opracowywania produktu.

### **Badanie wyrobu**

Badania wyrobu są częścią procedur zapewnienia jakości produkcji w celu zagwarantowania zgodności urządzeń ze sprawdzoną i przebadaną pod względem typu konstrukcją. Badanie wyrobu powinno być przeprowadzone w zakładzie producenta pod koniec procesu produkcyjnego, przed wysyłką. Odpowiednie normy IEC opisują procedury i warunki przeprowadzania tego badania.

Badania wyrobu są zazwyczaj prowadzone na wszystkich zmontowanych podzespołach rozdzielnic GIS, włącznie z podzespołami określanymi jako pojedyncze urządzenia lub ich kombinacje, przygotowanych do transportu lub dalszego montażu, w tym na pojedynczych lub połączonych polach, w zależności od rozmiaru i konstrukcji.

Wykaz badań wyrobu według IEC 62271-203:

- badanie wytrzymałości elektrycznej obwodu głównego,
- badania obwodów pomocniczych i sterowniczych,
- pomiar rezystancji obwodu głównego,
- próba szczelności,
- kontrola projektu i kontrola wzrokowa,
- próby ciśnieniowe obudów,
- badania działania mechanicznego,
- badania obwodów pomocniczych, urządzeń i blokad w mechanizmie sterującym,
- próba ciśnieniowa ścianek między przedziałami.

## Próby pomontażowe

Celem prób pomontażowych jest wykazanie, że rozdzielnica GIS i jej podzespoły spełniają zamierzone funkcje po zakończeniu transportu i montażu na terenie budowy. Procedury i warunki tych prób zostały określone w odpowiednich normach IEC. Próby pomontażowe wykonuje się na elementach, częściach kompletnej rozdzielnicy GIS po zakończeniu montażu na terenie budowy i przed podaniem napięcia. Głównym celem tych prób jest zapewnienie jakości czynności montażowych na terenie budowy oraz zweryfikowanie ewentualnych skutków transportu na teren budowy.

Podczas czynności wykonywanych na placu budowy (tj. montażu i prób) producent powinien zapewnić skuteczną pomoc techniczną poprzez obecność swoich przedstawicieli na miejscu.

Wykaz badań wyrobu według IEC 62271-203:

- badania wytrzymałości elektrycznej obwodów głównych,
- badania wytrzymałości elektrycznej obwodów pomocniczych,
- pomiar rezystancji obwodu głównego,
- badania gazoszczelności,
- kontrole i weryfikacje,
- weryfikacje jakości gazu.

W zakresie badania wytrzymałości elektrycznej podkreśla się, co następuje:

- spośród możliwych opcji preferuje się rozwiązanie obejmujące próbę napięcia wytrzymywanego o częstotliwości sieciowej oraz pomiar wyładowań niezupełnych,
- rozdzielnica GIS powinna być wyposażona w odpowiedni przepust probierczy do podania napięcia podczas próby; podczas procesu przydzielania miejsca należy uwzględnić ustawienie przepustu probierczego i związane z nim odległości izolacyjne,
- badanie przeprowadza się zwykle przy użyciu przenośnych źródeł napięcia zamontowanych na przyczepach; przy wyznaczaniu układu morskiej stacji elektroenergetycznej należy zapewnić dostępność i miejsce na wyposażenie badawcze/pomiarowe,
- w odniesieniu do stacji morskiej ewentualne wykorzystanie źródeł napięcia znajdujących się na statku, bez umieszczania ich obok rozdzielnicy GIS, sprawdzane jest indywidualnie; w szczególności należy sprawdzić wpływ na badanie połączenia WN pomiędzy źródłem napięcia a rozdzielnicą GIS.

## 8. DŁAWIKI KOMPENSACYJNE I DŁAWIKI Z REGULACJĄ MOCY POD OBCIĄŻENIEM

Konieczność i wymagania kompensacji mocy biernej dla każdego konkretnego projektu powinny zostać określone na etapie analiz branży elektrycznej (zob. rozdział 10). W wyniku przeprowadzonych badań zostanie określony układ kompensacji mocy biernej w zakresie:

- konieczności jego wykonania na lądowej i/lub morskiej stacji elektroenergetycznej,
- doboru rozmiaru układu kompensacji mocy biernej (wymaganego poziomu MVA),
- możliwości regulacji, jeśli występuje.

Dostawca powinien zaprojektować układ kompensacji mocy biernej z uwzględnieniem kombinacji następujących potencjalnych technologii/urządzeń:

- możliwość regulacji mocy biernej turbiny wiatrowej,
- stałe dławiki kompensacyjne (szczegółowe informacje – zob. rozdział 8),
- regulowane dławiki kompensacyjne (szczegółowe informacje – zob. rozdział 8),
- kompensatory energoelektroniczne (FACTS) (szczegółowe informacje – zob. rozdział 9).

Zastosowanie dławika kompensacyjnego zazwyczaj uwzględnia się w celu:

- uzyskania kompensacji mocy biernej, jeśli jest to niezbędne,
- uniknięcia zjawiska „pominięcia zera” związanego z operacjami łączeniowymi kabli eksportowych.

Dławiki powinny spełniać wymagania norm serii IEC 60076.

Preferowanym układem chłodzenia jest chłodzenie typu ONAN. W przypadku ograniczonej przestrzeni należy rozważyć chłodzenie ONAF lub OFAF w celu zmniejszenia wymiarów dławika kompensacyjnego.

Badanie dławików oraz odpowiednie specyfikacje powinny uwzględniać analizę warunków środowiskowych.

Ilość mocy biernej do zainstalowania oraz wybór rodzaju kompensacji (scentralizowanej lub mieszanej) należy określić na podstawie badań i analiz, do których wytyczne można znaleźć w rozdziale 10, z uwzględnieniem innej konfiguracji instalacji w celu wyznaczenia najtrudniejszych warunków pracy.

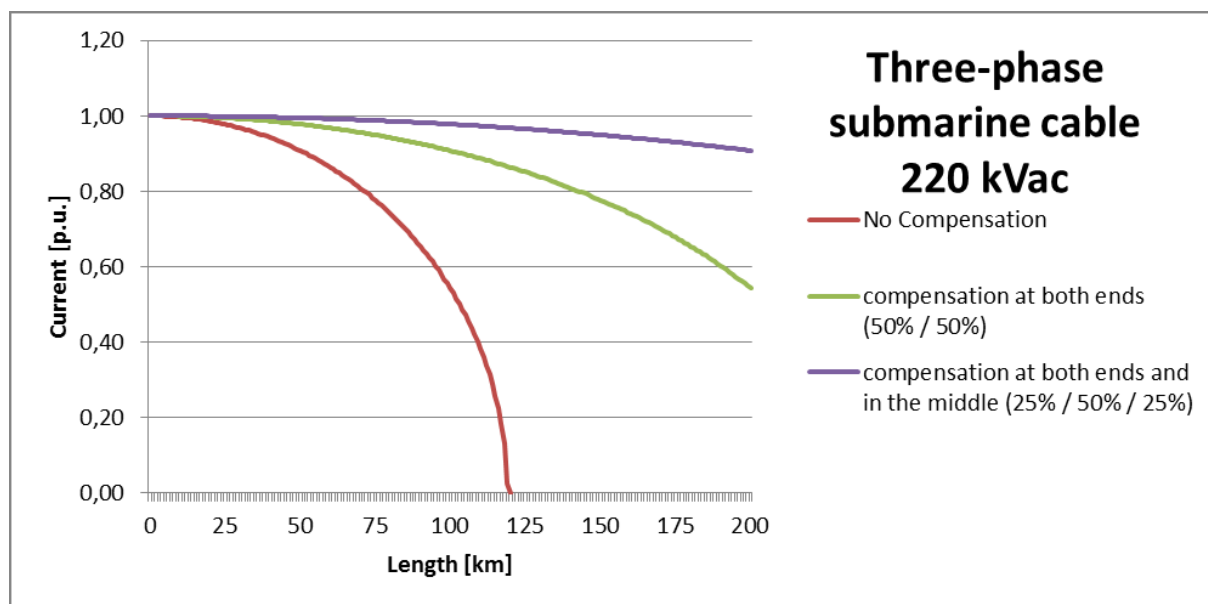
Dodatkowo należy uwzględnić następujące aspekty:

- kompensacja mocy biernej powinna być zgodna z wymaganiami punktu przyłączenia,
- system kompensacji powinien zapewniać odpowiedni profil napięcia w każdym punkcie MFW, w każdym stanie pracy i w każdej konfiguracji,
- wyznaczenie optymalnego stopnia redundancji systemu,
- na podstawie stwierdzonego stopnia redundancji, wybór najkorzystniejszego rozwiązania techniczno-ekonomicznego,
- określenie zakresu regulacji pod kątem wyboru przełącznika zaczepek w przypadku dławika zamontowanego na stacji lądowej,
- należy zweryfikować stany przejściowe, takie jak podanie / wyłączenie napięcia dławika / przewodu instalacji HVAC, zwarcie itp.

## 8.1 Wytyczne dotyczące wyznaczania kompensacji mocy biernej

Na długość i przewodność kabla elektroenergetycznego mogą mieć wpływ środki kompensacji mocy biernej umieszczone na stacji lądowej, stacji morskiej lub po obu stronach, a w przypadku znacznych długości również pośrodku. Najbardziej optymalnym sposobem obsługi połączenia kablowego jest dążenie do równomiernego przepływu prądów ładowania do każdego końca kabla.

Na Rysunku 8-1 przedstawiono przykład dotyczący trójżyłowego miedzianego kabla morskiego HVAC 220 kV o przekroju 1200 mm<sup>2</sup>.



EN	PL
Current [p.u.]	Prąd [jedn. wzgl.]
Length [km]	Długość [km]
Three-phase submarine cable 220 kV AC	Trójfazowy kabel morski 220 kV AC
No Compensation	Brak kompensacji
Compensation at both ends (50%/50%)	Kompensacja na obu końcach (50%/50%)
Compensation at both ends and in the middle (25%/50%/25%)	Kompensacja po obu stronach i pośrodku (25%/50%/25%)

Rysunek 8-1: Wpływ kompensacji na trójżyłowej morskiej instalacji kablowej 220 kV AC



---

Dla krzywej środkowej kompensacja mocy biernej jest zamontowana na obu końcach instalacji kablowej, natomiast dla krzywej górnej występuje również kompensacja mocy biernej zamontowana pośrodku instalacji kablowej.

Potrzeba zamontowania i parametry znamionowe urządzeń kompensacyjnych zależą od konfiguracji systemu, mocy elektrowni wiatrowej, odległości od brzegu (długości kabla między stacją lądową a morską), wskaźników napięcia i mocy, rodzaju turbin wiatrowych, impedancji transformatora oraz innych urządzeń elektrycznych, takich jak filtry harmoniczných.

W celu określenia wielkości dławika kompensacyjnego zdolnego do kompensacji wytwarzanej mocy biernej przewidywanej dla kabli HVAC łączących stację morską z końcową stacją lądową, powinny zostać uwzględnione następujące aspekty:

- charakterystyka modelu systemu elektrycznego utworzonego do symulacji układu,
- uwzględnione warunki pracy systemu elektrycznego,
- przewidywany bilans mocy biernej w punkcie przyłączenia,
- moc bierna generowana przez kabel HVAC,
- należy wyznaczyć wartość przewidywanego współczynnika mocy po stronie SN oraz uwzględnić kompensację mocy biernej,
- analizę układu dławika należy zweryfikować pod względem:
  - warunków przepływu obciążenia MFW oraz odnośnych wymagań układu,
  - różnych warunków pracy sieci oraz interakcji z proponowanym dławikiem,
  - wartości granicznych współczynnika mocy w punkcie przyłączenia (PCC),
  - przewidywanych stanów przejściowych, takich jak podanie / wyłączenie napięcia dławika / przewodu instalacji HVAC, zwarcie itp.

## 8.2 Kryteria technicznej i ekonomicznej optymalizacji strategii kompensacji

Na wybór między różnymi technicznie równoważnymi rozwiązaniami oraz na umiejscowienie i podział urządzeń do kompensacji mocy biernej mogą mieć wpływ względy ekonomiczne.

Głównymi czynnikami ekonomicznymi są wówczas straty w układzie, nakłady inwestycyjne i koszty utrzymania ruchu instalacji.

W oparciu o Rysunek 8-1, najlepszym rozwiązaniem technologicznym w zakresie miejsca montażu dławików powinien być montaż jednego dławika na każdym końcu kabla oraz montaż dodatkowego dławika na trasie kabla, przy czym jest to rozwiązanie kosztowne (koszty stacji morskiej) i zazwyczaj niestosowane w przypadku kabli morskich, dlatego nie będzie ono traktowane jako realistyczne rozwiązanie dla analizowanego zastosowania.

Należy określić układ dławika w celu zoptymalizowania układu stacji oraz dyspozycyjności i niezawodności dławika.

## 8.3 Wymagania dotyczące profilu napięcia w każdej magistrali MFW

Profil napięcia w każdej magistrali wewnętrznej MFW powinien mieścić się w zakresie zmienności  $\pm 10\%$  poziomu napięcia znamionowego systemu.

Ponadto napięcie w punkcie przyłączenia powinno mieścić się w granicach określonych w [79] – zob. pkt II.A.2.2.4. Optymalny rozmiar dławików kompensacyjnych oraz miejsce ich montażu należy dobrać tak, aby zapewnić odpowiedni profil napięcia w każdej magistrali instalacji. W tym celu należy wykonać badanie i analizę opisaną w rozdziale 10 – WYMAGANIA DOTYCZĄCE BADANIA I ANALIZY SYSTEMU, a w szczególności:

- **pkt 10.2 Analiza przepływu mocy:** wyniki tego badania obejmują określenie typu, rozmiaru, liczby i miejsca montażu dławików kompensacyjnych. W przypadku regulowanego dławika kompensacyjnego (VSR) należy wyznaczyć zakres regulacji oraz szerokość stopni regulacji, aby zapewnić, że zakres zmienności poziomu napięcia będzie mieścił się w dopuszczalnych granicach dla każdej z możliwych konfiguracji MFW,
- **pkt 10.6 Badania stabilności dynamicznej:** celem tych badań jest sprawdzenie/określenie reakcji dynamicznej przełącznika zaczepów VSR w przypadku jakiegokolwiek zdarzenia (awarii, odłączenia generatora, zrzutu obciążenia itp.).



---

## 8.4 Wyznaczenie zakresu regulacji przełącznika zaczepów

W celu optymalizacji strat na linii pomocne są dyskretne stopnie mocy biernej. Jeżeli wymagają tego wyniki fazy analiz branży elektrycznej, regulacja mocy biernej może być skutecznie realizowana za pomocą podobciążeniowego przełącznika zaczepów (OLTC), który reguluje moc bierną dławika kompensacyjnego.

Za pomocą podobciążeniowego przełącznika zaczepów możliwe jest dynamiczne kompensowanie mocy biernej w określonym zakresie.

W zależności od profilu obciążenia można poprawić stabilność napięcia, regulować moc bierną w szerokim zakresie oraz zmniejszyć straty przesyłu.

Dzięki temu, uwzględniając potrzebę kompensacji mocy biernej w różnych konfiguracjach instalacji, możliwe będzie wyznaczenie bardziej odpowiedniego zakresu regulacji dławika kompensacyjnego oraz liczby i szerokości stopni regulacji.

Dzięki zastosowaniu dławika kompensacyjnego OLTC można również zaoszczędzić przestrzeń i wykorzystywać mniej urządzeń. W praktyce regulowany dławik kompensacyjny, np. o mocy 100 MVar, cechuje się niższym kosztem niż dwa dławiki stałe o mocy 50 MVar każdy.

## 8.5 Układ chłodzenia

W przypadku morskich dławików kompensacyjnych, podobnie jak w przypadku zastosowań lądowych, istnieją różne sposoby chłodzenia oleju oraz różne podejścia do konstrukcji radiatora chłodnicy. W przypadku dławików kompensacyjnych z promiennikami chłodzącymi istnieją dwa możliwe radiatory, które umieszcza się na kadzi głównej dławików kompensacyjnych oraz oddzielne zespoły radiatorów.

Zaletą morskich dławików kompensacyjnych z radiatorami umieszczanymi na kadzi głównej jest to, że można wykorzystać zwykłą konstrukcję dławika, a montaż dławika na morzu może być fakultatywny, przy czym pomieszczenie dławika musi być otwarte, aby zapewnić odpowiednie chłodzenie radiatorów (należy to zweryfikować stosownie do warunków otoczenia instalacji morskiej). W efekcie dławik kompensacyjny i urządzenia pomocnicze będą wystawione na działanie powietrza, wilgoci i soli pochodzącej ze środowiska.

W przypadku dławików kompensacyjnych z oddzielnymi radiatorami chłodzącymi możliwe jest zamontowanie kadzi głównej dławika w pomieszczeniu półzamkniętym oraz zamontowanie radiatorów z boku platformy, zapewniając w ten sposób dobre warunki chłodzenia dla radiatorów, dzięki czemu na działanie soli i powietrza zewnętrznego wystawione są bezpośrednio jedynie radiatory.

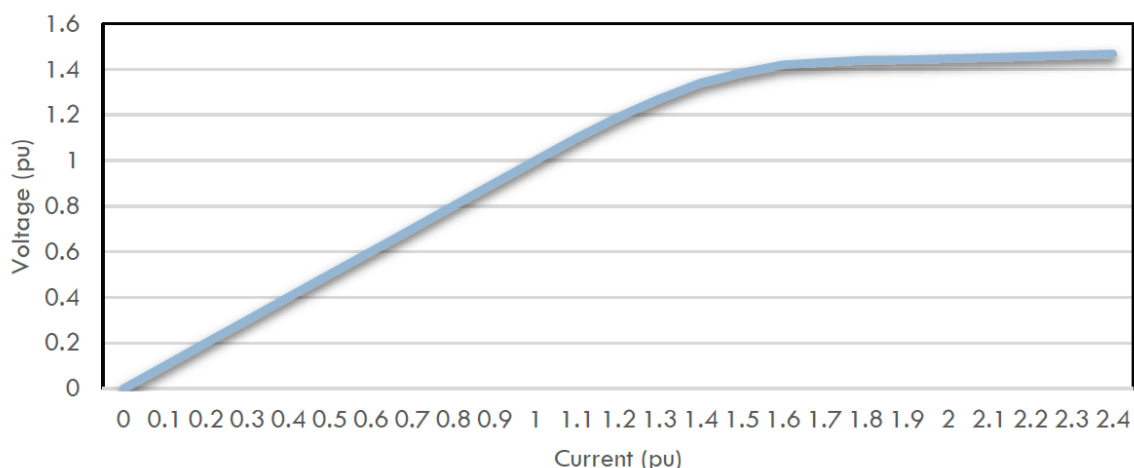
Jednak montaż i demontaż dławików kompensacyjnych wymaga większej ilości pracy, ponieważ radiatory i kadź dławika montuje się bezpośrednio na platformie.

Niektóre dławiki kompensacyjne mogą mieć również układ chłodzenia o zwartej budowie, np. układ wymuszonego przepływu powietrza do radiatorów, który można zastosować w ramach obu wymienionych wyżej rozwiązań. Innym rozwiązaniem jest zastosowanie wymiennika chłodzonego wodą do chłodzenia oleju, który nie wymaga montażu radiatorów chłodzących. Wszystkie rozwiązania obejmujące dodatkowe wyposażenie w układzie chłodzenia zmniejszą masę i wielkość dławika kompensacyjnego, lecz zwiększą zależność dławika kompensacyjnego od układów pomocniczych. Opcja ta może być warta rozważenia, jeżeli różne układy chłodzenia są już wymagane dla innych urządzeń takich jak transformatory czy przetwornice.

## 8.6 Znamionowy i dopuszczalny poziom napięcia

Operatorzy systemów elektroenergetycznych oczekiwali, że urządzenia montowane w sieciach będą zachowywać się w sposób niezmienny. Wykonywane przez operatora modele sieci elektroenergetycznej, instalacje do zarządzania energią oraz ustawienia przekładników ochronnych są konfigurowane przy użyciu przewidywalnych algorytmów matematycznych.

Jednak reakcja dławika kompensacyjnego nie mogłaby być liniowa, jak przedstawiono na Rysunku 8-2.



EN	PL
Voltage (pu)	Napięcie (jedn. wzgl.)
Current (pu)	Prąd (jedn. wzgl.)

Rysunek 8-2: Typowa charakterystyka magnesowania dławika kompensacyjnego

Gdy dławik kompensacyjny pracuje w strefie liniowej, jego wydajność kompensacji mocy biernej jest wysoce przewidywalna i można ją łatwo modelować. Natomiast w strefie nieliniowej wydajność kompensacji mocy biernej dławika kompensacyjnego staje się bardzo trudna do przewidzenia.

Zmienność napięcia w układzie jest czynnikiem decydującym przy ustalaniu wymagań dotyczących liniowości działania dławika kompensacyjnego. Dlatego przy ustalaniu tych wymagań należy uwzględnić maksymalny zakres napięcia układu i margines bezpieczeństwa.

Operatorzy systemu elektroenergetycznego wymagają ścisłych parametrów, w których musi być utrzymywane napięcie układu, w granicach maksymalnego dopuszczalnego napięcia układu oznaczonego jako  $U_{max}$ . Należy pamiętać, że wartość  $U_{max}$  to bezwzględny maksymalny dopuszczalny poziom napięcia, a operatorzy systemu mają tendencję do ustawiania swoich systemów blisko wartości  $U_r$ , tj. nominalnego napięcia systemu. Przekroczenie maksymalnego poziomu napięcia  $U_{max}$  naraża wszystkie urządzenia pierwotne wysokiego napięcia na niedopuszczalne ryzyko przeskoków iskry i wystąpienia awarii wewnętrznej.

Dlatego dławik kompensacyjny powinien być przystosowany do co najmniej maksymalnego napięcia układu  $U_{max}$ , aby mógł pracować w swojej strefie liniowej. Pamiętając, że typową funkcją dławika kompensacyjnego jest pomoc w zarządzaniu wysokimi napięciami układu generowanymi przez sieci pojemnościowe oraz że są one pod napięciem, podczas gdy występuje tendencja wzrostowa napięcia układu, należy przewidzieć dodatkowy margines bezpieczeństwa. Zazwyczaj nabywca określi, że dławik kompensacyjny musi cechować się minimalną gwarantowaną wartością liniowości na poziomie  $1,1 U_{max}$ , która jest odpowiednia dla zapewnienia dostatecznej ochrony odpowiednio ze sobą połączonych i zarządzanych sieci elektroenergetycznych. W innych systemach nabywca może rozważyć zastosowanie wyższych wartości liniowości.

W przypadku wyższych wartości liniowości wielkość rdzenia magnetycznego dławików kompensacyjnych musi być dobrana z zapasem, aby poradził sobie ze zwiększonym strumieniem. Powoduje to wzrost wymagań dotyczących stali na rdzeń, a w konsekwencji wzrost kosztów. Dlatego im wyższa wartość gwarantowanej liniowości, tym wyższe nakłady inwestycyjne dławika kompensacyjnego. Nabywca musi uwzględnić nakłady inwestycyjne, zestawiając je z przewidywanymi korzyściami oraz prawdopodobieństwem pracy dławika przy ekstremalnych poziomach napięcia.

## 8.7 Dopuszczalne przyrosty temperatury uzwojeń i czynnika izolacyjnego

Wartości graniczne przyrostu temperatury określono w normie IEC 60076-2 dla transformatorów olejowych przy maksymalnym napięciu roboczym  $U_{max}$ .

Wymagania dotyczące przyrostu temperatury są określone w zależności od różnych opcji:

- zestaw wymagań dotyczących ciągłej mocy znamionowej (pkt 6.2 normy IEC 60076-2),
- dodatkowy zestaw wyraźnie określonych wymagań, które odnoszą się do określonego cyklu obciążenia (pkt 6.4 normy IEC 60076-2).

---

Na obecnym etapie brak jest wskazania potencjalnych warunków pracy wymagających niestandardowych profili obciążenia. Ocena zostanie zaktualizowana na podstawie konkretnego projektu, po zakończeniu etapu analiz branży elektrycznej (zob. rozdział 10).

## 8.8 Dopuszczalny poziom drgań (z uwzględnieniem warunków morskich)

W związku z budową morskich dławików kompensacyjnych należy również wziąć pod uwagę, że w okresie ich eksploatacji będą one narażone na drgania normalnie niewystępujące w stacjach lądowych, zarówno podczas transportu stacji z placu produkcyjnego do docelowego miejsca na morzu, jak i w okresie ich eksploatacji w warunkach morskich.

Z tego względu należy poinformować producenta o naprężeniach mechanicznych, na które dławik kompensacyjny będzie narażony podczas transportu na platformę oraz podczas eksploatacji. Ewentualnie można rozważyć badania zgodnie z pkt 7.17.

## 8.9 Prąd zwarciovyy wytrzymaany

Dławik kompensacyjny, wraz ze wszystkimi urządzeniami i wyposażeniem dodatkowym, powinien być tak zaprojektowany i wykonany, aby wytrzymał bez uszkodzeń termiczne i dynamiczne oddziaływania zwarć zewnętrznych (pkt 3.1 normy IEC 60076-5).

Zwarcia zewnętrzne nie ograniczają się do zwarć trójfazowych – obejmują zwarcia międzyprzewodowe, podwójne zwarcia doziemne i zwarcia przewód-uziemiaenie.

Aby spełnić wymagania wspomnianej normy, nabywcy muszą przekazać odpowiednie informacje o parametrach sieci elektroenergetycznej, aby umożliwić projektantowi transformatora obliczenie prądów zwarciovych w stanie ustalonym metodą składowych symetrycznych. W praktyce oznacza to określenie impedancji składowej dodatniej, ujemnej i zerowej dla każdego układu, do którego ma być podłączony transformator. Impedancja składowej dodatniej jest zazwyczaj podawana jako moc pozorna zwarciovowa układu (w MVA). Możliwe jest również określenie maksymalnego prądu zwarciovego (w kA).

Aby spełnić wymagania normy, nabywcy muszą również podać informacje wystarczające do obliczenia prądów zwarciovych dynamicznych.

Celem analizy, o której mowa w pkt 10.3, jest również określenie wytrzymałości zwarciovowej dławika kompensacyjnego.

## 8.10 Dopuszczalna zawartość harmonicznych

Harmoniczne zazwyczaj pochodzą z systemu, nie z transformatorów lub dławików kompensacyjnych.

Dławiki kompensacyjne określone zgodnie z normą IEC 60076-1 mają ograniczoną tolerancję harmonicznych prądu obciążenia (5% całkowitej zawartości harmonicznych, w tym 1% zawartości harmonicznych parzystych). W razie przekroczenia tych wymagań, dławiki kompensacyjne należy określić zgodnie z normami IEC 61378-1 i -3 (zastosowania przemysłowe) lub IEC 61378-2 i -3 (zastosowania HVDC).

## 8.11 Znamionowy poziom izolacji

Znamionowy poziom izolacji to zbiór znamionowych napięć wytrzymaanych, które charakteryzują wytrzymałość dielektryczną izolacji. Znamionowy poziom izolacji wraz z parametrem  $U_m$ , który jest najwyższą wartością skuteczną napięcia, dla którego uzwojenie jest zaprojektowane pod względem izolacji, wyznacza charakterystykę dielektryczną dławika kompensacyjnego.

Znamionowy poziom izolacji powinien charakteryzować się następującymi wartościami:  $U_m / SI / LI / LIC / AC$ , gdzie:

- SI to znamionowy poziom napięcia probierczego udarowego łączeniowego dla zacisków linii uzwojenia o najwyższej wartości  $U_m$ ,
- LI to znamionowy poziom napięcia wytrzymawanego udarowego piorunowego dla zacisku każdego indywidualnego uzwojenia,
- LIC to znamionowy poziom napięcia wytrzymawanego udarowego piorunowego dla zacisków linii każdego indywidualnego uzwojenia, jeżeli przeprowadzono próbę udaru piorunowego fali uciętej,

- AC to najwyższy znamionowy poziom napięcia wytrzymywanego prądu przemiennego doziemnego, obliczony dla zacisków każdego uzwojenia.

Poziomy standardowych napięć probierczych, oznaczone wartością najwyższego napięcia urządzenia  $U_m$  uzwojenia, określono w normie IEC 60076-3, Tabela 2. Wybór między różnymi poziomami napięcia probierczego podanymi w tych tabelach zależy od dotkliwości stanu przepięcia, jakiego należy się spodziewać w systemie, oraz od znaczenia danej instalacji. Odpowiednie wytyczne są zawarte w normie IEC 60071-1.

Znamionowy poziom izolacji dławika kompensacyjnego powinien być zgodny z wartościami podanymi w Tabeli 2. W zależności od wyników badania koordynacji izolacji (zob. pkt 10.4) może być wymagana wyższa klasa izolacji.

## 8.12 Wymagania w zakresie konserwacji

Urządzenia powinny być zgodne z wymaganiami określonymi w pkt 5 – Warunki środowiskowe. Należy wziąć pod uwagę, że warunki środowiskowe są dla urządzeń niezwykle trudne oraz że niezbędne są niskie wymagania w zakresie konserwacji urządzeń. Dlatego ich konstrukcja musi być wytrzymała i prosta, ponieważ koszty serwisowania instalacji morskich są około dziesięciokrotnie wyższe od kosztów tych samych prac wykonywanych na lądzie. Oprócz warunków środowiskowych problemem może być dostęp do instalacji morskiej, a zimą i podczas złej pogody będą występowały dni, a nawet tygodnie, w których dostęp do urządzeń będzie niemożliwy, dlatego nawet niewielkie wady lub usterki mogą spowodować długie okresy przestoju.

Ponieważ każdy dławika kompensacyjnego będzie narażona na działanie soli i wilgoci, zaleca się zastosowanie powłoki malarskiej i ochrony powierzchniowej w klasie C5M lub wyższej. Zaleca się również, aby radiatory były ocynkowane i pomalowane.

Ponadto istotne jest, aby również urządzenia pomocnicze cechowały się jakością umożliwiającą wytrzymywanie poziomów temperatury otoczenia panujących na morzu, a przekaźniki Buchholtza i inne urządzenia pomocnicze muszą być przystosowane i przebadane pod względem eksploatacji w warunkach morskich.

## 8.13 Badania typu, badania wyrobu i próby odbiorowe

Ogólne wymagania dotyczące badań wyrobu, badań typu i badań specjalnych określono w normie IEC 60076-1.

### Badania wyrobu

W zakładzie producenta, po zakończeniu produkcji, a przed wysyłką, należy wykonać następujące badania wyrobu:

- pomiar rezystancji uzwojeń,
- pomiar reaktancji,
- pomiar strat w temperaturze otoczenia,
- próby wytrzymałości elektrycznej,
- pomiar rezystancji izolacji i/lub pojemności i współczynnika rozproszenia uzwojenia; izolacji doziemnej w przypadku dławików olejowych.

### Badania typu

Należy wykonać następujące badania typu,

- badanie przyrostu temperatury,
- pomiar drgań w przypadku dławików olejowych,
- pomiar poziomu hałasu,
- próby wytrzymałości elektrycznej,
- pomiar zużycia energii elektrycznej przez wentylatory i pompy olejowe, jeśli występują.

---

## Badania specjalne

Na wyraźne żądanie nabywcy należy wykonać następujące badania specjalne:

- pomiar reaktancji składowej zerowej na dławikach trójfazowych,
- pomiar reaktancji wzajemnej na dławikach trójfazowych,
- pomiar harmonicznych prądu,
- pomiar strat w warunkach zbliżonych do temperatury odniesienia w przypadku dławików olejowych,
- wyznaczenie liniowości reaktancji,
- pomiar charakterystyki magnetycznej dławików z rdzeniem dzielonym i magnetycznie ekranowanych dławików z rdzeniem powietrznym,
- próby wytrzymałości elektrycznej,
- pomiar poziomu hałasu w temperaturze zbliżonej do temperatury pracy.

W przypadku dławików lądowych i morskich sugeruje się:

- pomiar reaktancji składowej zerowej na dławikach trójfazowych,
- pomiar reaktancji wzajemnej na dławikach trójfazowych,
- pomiar harmonicznych prądu,

### 8.14 Normy i dokumenty odniesienia

Normy i dokumenty odniesienia wymieniono w rozdziale 4.

### 8.15 System zabezpieczeń, automatyki i sterowania (ang. PACS)

#### 8.15.1 Zabezpieczenia

Układy zabezpieczeń dławików kompensacyjnych muszą być zaprojektowane tak, aby uwzględniały następujące rodzaje zwarc/awarii:

- wysokoprądowe zwarcia międzyfazowe i doziemne,
- zwarcia międzyzwojowe w uzwojeniu dławika,
- inne awarie, np. utrata chłodzenia lub niski poziom oleju.

W celu spełnienia powyższych wymagań układ zabezpieczeń powinien obejmować kilka przełączników / funkcji zabezpieczeniowych wymienionych poniżej:

- cyfrowe elektryczne przełączniki ochronne,
- zabezpieczenie różnicowe (87R /  $\Delta I$ ),
- zabezpieczenie nadprądowe (50 i 51 /  $I >>$  oraz  $I >$ , t),
- zabezpieczenie przed odwróceniem kolejności faz / asymetrią prądu (46),
- kierunkowe zabezpieczenie ziemnozwarciowe (67N),
- ograniczone (strefowe) zabezpieczenie ziemnozwarciowe (87N/ $\Delta I$ ),
- zabezpieczenie nadprądowe ziemnozwarciowe zwłoczne (51N/IE  $>$ , t),
- zabezpieczenie przed prądem upływowym z kadzi,
- telezabezpieczenie,
- zabezpieczenie od awarii wyłącznika (50BF),
- szczególne schematy dotyczące zwarc międzyzwojowych,
- zabezpieczenie od niezgodności biegunów,
- zabezpieczenie przeciążeniowe cieplne,
- zabezpieczenie od niustalonych napięć (ograniczniki przepięć).

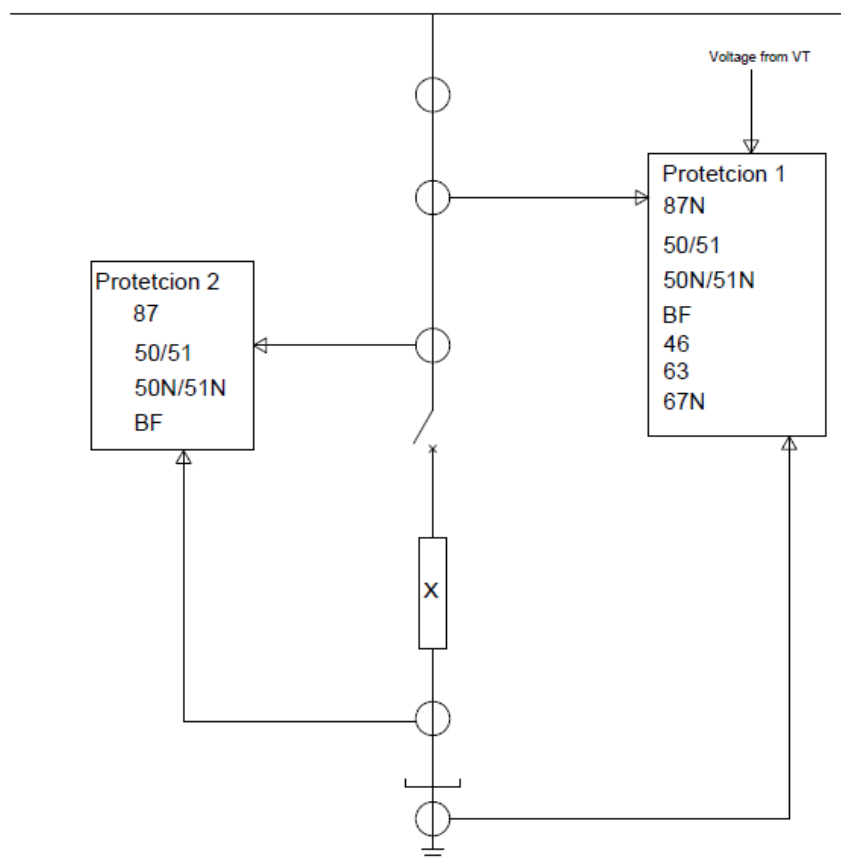
Zabezpieczenia nieelektryczne:

- przełącznik Buchholza / urządzenie nadmiarowe upustowe (63),
- zabezpieczenie od poziomu oleju,
- ochrona przeciwpożarowa i wykrywanie łuku elektrycznego,
- zabezpieczenie od nadmiernego wzrostu temperatury uzwojeń i oleju.

Może zostać zaproponowany i omówiony alternatywny system zabezpieczeń, pod warunkiem że analiza selektywności zabezpieczeń potwierdzi co najmniej taki sam poziom selektywności i redundancji jak dla proponowanego układu.

Schematy koncepcyjne zabezpieczeń przedstawiono na Rysunku 8-3. Proponowany schemat dotyczy zarówno dławika stałego jak i regulowanego oraz dławików podłączonych do szyn zbiorczych lub do pola linii eksportowej. W przypadku przyłączenia dławika do szyn zbiorczych dostępny przekładnik prądowy może być wykorzystany dla potrzeb zabezpieczenia różnicowego tych szyn.

Zazwyczaj składowa zerowa napięcia wynikająca ze zwarcia międzyzwojowego może nie wystarczyć do załączenia funkcji 67N. Problem można rozwiązać, dodając do składowej zerowej napięcia, polaryzującego przekaźnik 67N, składową zerową wynikającą z przepływu składowej zerowej prądu poprzez impedancję. Ponadto proponuje się doliczyć czas zwłoki rzędu kilkuset milisekund, aby uniknąć zbędnych zaszłań.



EN	PL
Voltage from VT	Napięcie z przekładnika napięciowego
Protection 1	Zabezpieczenie 1
Protection 2	Zabezpieczenie 2

Rysunek 8-3: Schematy koncepcyjne zabezpieczeń

Zabezpieczenie przed prądem upływowym z kadzi to zabezpieczenie nadprądowe wykrywające przebicie izolacji między uzwojeniami a kadzią. Aby układ ten był skuteczny, potrzebna jest jedna ścieżka do podłączenia uziemienia kadzi dławika.

### 8.15.2 Automatyka

Aby poprawić funkcjonowanie systemu elektroenergetycznego, operatorzy mogą zdecydować się na automatyczne łączenie dławika kompensacyjnego poprzez monitorowanie poziomu napięcia w systemie. Funkcjonalność tę można łatwo zintegrować z przekaźnikami wielofunkcyjnymi.



---

Użytkownik musi jednak dokładnie sprawdzić działanie przekaźnika w następujących aspektach:

- do takiego zastosowania niezbędny jest przekaźnik nadnapięciowy/podnapięciowy lub funkcja napięciowa o wysokiej dokładności i wskaźniku zadziałania / odpadania,
- zazwyczaj w przekaźniku wymagany jest więcej niż jeden stopień nadnapięciowy/podnapięciowy z niezależnie nastawianymi zwłokami czasowymi,
- przekaźnik nadnapięciowy/podnapięciowy powinien działać tylko wtedy, gdy wszystkie trzy napięcia wynoszą powyżej/poniżej zadanej nastawy lub gdy przekaźnik musi być w stanie mierzyć i działać na podstawie składowej zgodnej napięcia,
- należy rozważyć zastosowanie ręcznego nadrzędnego przełącznika obejściowego.

Polecenia automatycznego zamknięcia i otwarcia wydawane są przy wykryciu odpowiednio przepięcia i podnapięcia, po upływie określonego czasu zwłoki. Polecenia te powinny mieć formę impulsu o regulowanym czasie trwania.

Automatyczne zamknięcie powinno być blokowane:

- w przypadku wydania następujących po sobie poleceń,
- w wyniku zadziałania zabezpieczeń dławika kompensacyjnego,
- w wyniku zadziałania zabezpieczenia szyn zbiorczych,
- w wyniku zadziałania zabezpieczeń transformatora, gdy dławik kompensacyjny jest podłączony do uzwojenia trójnego transformatora przesyłowego.
- odblokowanie może być wykonane jedynie ręcznie przez operatorów.

Szczególne istotne jest sterowanie/automatyzacja regulowanych dławików kompensacyjnych (VSR).

Dławiki VSR zapewniają dodatkową elastyczność w stosunku do konstrukcji nieregulowanych dławików kompensacyjnych dzięki regulacji poziomów napięcia roboczego w różnych warunkach obciążenia. Połączenie regulacji mocy biernej i napięcia może zapewnić skuteczną i solidną strategię sterowania dławikami VSR4. Możliwa jest również regulacja oparta o wymianę mocy biernej.

Regulacja wyłącznie na podstawie napięcia nie jest jednak optymalnym rozwiązaniem ze względu na niewielką zmianę napięcia między sąsiednimi położeniami przełącznika zaczepów. Regulacja dławika VSR zależnie od napięcia prowadzi zwykle do nieustającego przełączania przez przełącznik zaczepów.

Podobnie jak w przypadku tradycyjnego sterowania nieregulowanych dławików kompensacyjnych, pierwszym sposobem sterowania przełącznikiem zaczepów regulowanych dławików kompensacyjnych jest wykorzystanie wartości napięcia na szynach zbiorczych, do których podłączony jest dławik. W tym przypadku napięcie na szynach zbiorczych służy jako sygnał zwrotny do sterowania dławikiem, przy zastosowaniu przekaźnika automatycznego AVR przełącznika zaczepów podobnego do tego, który jest stosowany do automatycznego sterowania przełącznikiem zaczepów na transformatorach mocy.

Aby uzyskać dokładniejszy i pewniejszy sposób przełączania zaczepów w różnych warunkach sieciowych, zaleca się wykorzystanie zarówno napięcia jak i mocy biernej do sterowania procesem przełączania zaczepów dławika VSR.

Automatyczna regulacja dławika VSR z połączonym sygnałem napięcia i mocy biernej jest rozwiązaniem zapewniającym lepszą regulację i elastyczność. Wadą jest złożoność określenia funkcji regulacji i powiązanego wskaźnika wagi sygnałów napięcia i mocy biernej [64].

Jako konfigurację podstawową proponuje się rozważenie regulacji VSC zależnej od napięcia. Rozwiązanie to należy zweryfikować na etapie analiz branży elektrycznej w celu wykazania efektywności regulacji. Ponadto funkcja sterowania VSC musi być w pełni zintegrowana z systemem sterowania farmy wiatrowej, a powiązana pętla regulacji musi być skoordynowana z pętlą regulacji OLTC transformatora mocy w celu uniknięcia oscylacji systemu i niestabilnego działania.

Dławik VSR powinien być w pełni zintegrowany z systemem sterowania SCADA farmy wiatrowej.

### 8.15.3 Nadzór/monitorowanie

Użytkownicy mogą wyznaczyć przyłączane systemy do monitorowania stanu pracy oraz w celu wsparcia zarządzania żywotnością dławików kompensacyjnych.

Zastosowanie systemów monitorowania dławików kompensacyjnych zapewnia korzyści zwłaszcza w wykrywaniu usterek, które można usunąć przed wystąpieniem nieodwracalnych uszkodzeń. Szczególnie zauważalny jest rozwój technik ciągłych analiz rozpuszczonych gazów i detekcji/lokalizacji wylądowań niezupełnych.

Systemy monitorowania umożliwiają nie tylko potwierdzenie, że dławiki kompensacyjne są sprawne, ale również szybkie wykrycie nietypowych warunków, które można wyeliminować zanim zaczną niekorzystnie wpływać na zdolność eksploatacyjną dławików.



---

Poniżej wymieniono zalety monitorowania wspólne dla wszystkich rodzajów dławików kompensacyjnych:

- zwiększona niezawodność dzięki wykrywaniu problemów przed wystąpieniem awarii,
- historia trendów zwarć / awarii / parametrów,
- niższe koszty naprawy,
- zapobieganie uszkodzeniom, które mogą spowodować skrócenie czasu eksploatacji dławika kompensacyjnego,
- zapewnienie konserwacji zależnej od stanu,
- oferowane urządzenia do monitorowania bezpośredniego pozwalają wykonać analizę DGA oraz monitorować wilgoć w oleju, temperaturę oleju, ciśnienie oleju, przepływ oleju,
- pomiary napięcia i prądu obciążenia, monitorowanie pracy pomp/wentylatorów, stanu membrany konserwatora oraz drgań kadzi,
- obliczenia punktów gorących uzwojeń i/lub bezpośrednio pomiary punktów gorących, stan izolatorów przepustowych, wyładowania niezupełne i stan przełącznika zaczepów.

Sugerowana strategia monitorowania obejmuje rejestrowanie:

- wyników bezpośredniej analizy DGA,
- położenia przełącznika zaczepów, jeśli występuje,
- prądów fazowych,
- poziomu/temperatury oleju.

## 9. URZĄDZENIA FACTS DO KOMPENSACJI MOCY BIERNEJ

Kompensatory energoelektroniczne (FACTS) są zazwyczaj używane, gdy niezbędna jest kompensacja szybko zachodzących zjawisk i oscylacji, takich jak migotanie czy wahania napięcia. Konieczność zastosowania tych urządzeń należy określić, porównując wyniki badań elektrycznych (zob. rozdział 10, zwłaszcza pkt 10.1 i 10.6) z parametrami minimalnymi / parametrami wymaganymi w punkcie przyłączenia.

Co do zasady, jeżeli jest to wymagane, FACTS należy zamontować w stacji lądowej, w pobliżu punktu przyłączenia, aby uniknąć zakłóceń w sieci WN.

Wybór układu kompensacji zależy głównie od wymaganej szybkości kompensacji.

FACTS są preferowanym rozwiązaniem w przypadku konieczności posiadania systemu szybkiego reagowania. Z kolei w przypadku kompensacji w stanie ustalonym, np. regulacji współczynnika mocy, preferowanym rozwiązaniem są urządzenia stałe lub przełączane mechanicznie.

### 9.1 Ogólne informacje i porównanie technologii SVC i STATCOM

#### 9.1.1 SVC tyrystorowe

Główne parametry kompensatora SVC:

- szybka reakcja (20–30 ms),
- sterowanie ciągłe – bezstopniowe,
- występowanie wersji indukcyjnych i pojemnościowych,
- korzyści skali przy dużych instalacjach (> ok. 50 MVar),
- wytwarzanie harmonicznych – wymaganie w każdym przypadku filtrów harmonicznych do redukcji własnych harmonicznych,
- charakterystyka  $V_2$ ,
- współczynnik redukcji migotania w zakresie od 1,8 do 2,5.

Typowy kompensator SVC zawiera:

- transformator obniżający napięcie,
- dławik sterowany tyrystorowo (TCR),
- kondensator przełączany tyrystorowo (TSC),
- kondensatory (filtry) stałe (FC),
- układ sterowania.

Wymagana moc pojemnościowa będzie generowana przez odgałęzienia pojemnościowe, które mogą być trwale połączone (kondensator stały, FC) lub przełączane przez zawory tyrystorowe (kondensator przełączany tyrystorowo, TSC) na szynie średniego napięcia (SN). Odgałęzienia FC są zazwyczaj dostrajane przez dławiki szeregowo do filtrowania harmoniczych.

Moc indukcyjna jest wytwarzana przez dławiki, których impedancja podstawowej częstotliwości jest płynnie regulowana przez zawory tyrystorowe (dławik sterowany tyrystorowo, TCR).

Odgałęzienia SVC SN są podłączone do układu wysokiego napięcia (WN) za pośrednictwem specjalnego transformatora SVC, który dostosowuje napięcie układu przesyłowego do poziomu zoptymalizowanego do możliwości zaworów tyrystorowych. Zamiast oddzielnego transformatora SVC można rozważyć zastosowanie specjalnie zaprojektowanego uzwojenia trójnego transformatora przyłączeniowego farmy wiatrowej.

Sterowanie cyfrowe zazwyczaj obejmuje ścieżkę regulacji napięcia, która jest główną funkcją sterowania. Ponadto mogą być realizowane inne funkcje sterowania, np. w celu koordynacji mocy biernej z farmą wiatrową. Układy regulacji wyznaczają kąt wysterowania impulsów TCR oraz stan przełączania odgałęzień TSC.

### 9.1.2 Kompensatory SVC oparte na przekształtnikach współpracujących ze źródłem napięciowym (VSC), zwane STATCOM

Kompensatory SVC oparte na przekształtnikach współpracujących ze źródłem napięciowym (VSC), zwane również zaawansowanymi kompensatorami SVC lub STATCOM, wykorzystują urządzenia energoelektroniczne, które nie tylko mają funkcję regulowanego załączania (np. tyrystory), ale również zapewniają regulowane wyłączenie. Przykładem mogą być tyrystory przełączające (GTO), tyrystory z zintegrowanym obwodem komutacji bramką (IGCT) lub tranzystory bipolarne z izolowaną bramką (IGBT), które obecnie przybierają na znaczeniu.

Główne cechy kompensatorów STATCOM:

- odpowiedź ultradźwiękowa ( $< 10$  ms),
- sterowanie ciągłe – bezstopniowe,
- występowanie wersji indukcyjnych i pojemnościowych,
- stała charakterystyka prądowa Spadek VAR przy  $V$  – nie  $V_2$ ,
- niskie harmoniczne – nie są potrzebne filtry,
- ekonomiczne rozwiązanie dla małych rozmiarów ( $< \text{ok. } 50$  MVAR),
- współczynnik redukcji migotania w zakresie od 3 do 5,5.

### 9.1.3 Porównanie układów kompensacji mocy biernej

Tabela 11: Porównanie kompensacji mocy biernej

Rodzaj	Szybkość reakcji	Możliwość nieprzerwanej pracy	Regulacja	Filtry harmoniczych	Współczynnik redukcji migotania	Koszt
Kondensatory przełączane (dławiki)	Wolna ( $> 70\text{--}80$ ms)	Czas rozładowania i zużycie rozdzielnic	Stopnie stałe	-	Brak	Niski
Tyrystor SVC	Szybka ( $20\text{--}30$ ms)	Praca ciągła	Praca ciągła	wymagane	1,8 – 2,5	Opłacalność w przypadku dużych rozmiarów ( $> 50$ MVAR)
STATCOM	Szybka ( $< 10$ ms)	Praca ciągła	Praca ciągła	Niewymagane	3 – 5,5	Opłacalność przy małych rozmiarach ( $< 50$ MVAR)

Dzięki najwyższym parametrom dynamicznym kondensatory STATCOM zapewniają:

- lepszą stabilizację napięcia zasilania,
- większą redukcję poziomów odkształceń harmoniczych,
- lepszy poziom redukcji migotania.

Jeżeli projekt wymaga filtrowania harmoniczych w miejscu przyłączenia, interesujące i opłacalne może być zastosowanie tyrystorowego kompensatora SVC, zarówno do regulacji napięcia/mocy biernej, jak i do filtrowania harmoniczych. W tym przypadku rozwiązanie to staje się szczególnie interesujące, gdy harmoniczne własne kompensatora SVC oraz harmoniczne farmy wiatrowej mają podobne częstotliwości lub rząd harmonicznej, co pozwala na zastosowanie tego samego filtra zarówno do regulacji mocy biernej jak i do filtrowania harmoniczych.

## 9.2 Parametry i filtry harmoniczych

Celem filtrowania harmoniczych jest ograniczenie poziomów harmoniczych w punkcie przyłączenia do zakresu przewidzianego w obowiązującej IRiESP i normach lokalnych.

Proces projektowania rozpoczyna się od analiz harmoniczych (zob. pkt 10.5). Głównym celem analiz harmoniczych jest określenie rzędu i amplitudy poszczególnych harmoniczych wytwarzanych przez farmę wiatrową i związane z nią urządzenia.

Na podstawie wyników analizy harmoniczych należy rozważyć najbardziej odpowiednią strategię i projekt filtra w celu spełnienia wymagań IRiESP w punkcie przyłączenia.

Szczegółowe wymagania dotyczące farmy wiatrowej zostały określone w [78], [79] i [81] oraz podsumowane poniżej:

- „Farmy wiatrowe, przyłączone do sieci o napięciu znamionowym równym 220 kV lub wyższym, nie powinny powodować w miejscu przyłączenia do sieci emisji pojedynczych harmoniczych napięcia rzędu od 2 do 50 większych niż 1,0 %. Współczynnik odkształceń harmoniczych THD w miejscu przyłączenia do sieci powinien być mniejszy od 1,5%”.
- „Współczynnik odkształcenia napięcia w miejscach przyłączenia podmiotów do sieci oraz zawartość poszczególnych wyższych harmoniczych odniesionych do harmonicznej podstawowej nie powinna przekraczać odpowiednio:  
a) 1,5% i 1% dla sieci o napięciu znamionowym 400 i 220 kV”.
- „Współczynnik zakłóceń harmonicznymi telefonii THFF dla miejsc przyłączenia farm wiatrowych do sieci zamkniętej powinien wynosić poniżej 1%”.
- Maksymalna amplituda prądu sinusoidalnego powinna być zgodna z poniższymi wartościami.

Tabela 12. Maksymalny prąd sinusoidalny

Rząd harmoniczych	Maks. prąd sinusoidalny [A]
2	40
3	70
4	25
5	30
7	35
9	10
11	12

- Zawartość harmoniczych w napięciu „Według IRiESP, dla podmiotów zaliczonych do grup przyłączeniowych I i II, w przypadku sieci pracującej bez zakłóceń, w każdym tygodniu 95% zbioru 10-minutowych średnich wartości skutecznych dla każdej harmonicznej napięcia zasilania powinna być mniejsza lub równa wartościom określonym w Tabeli 13.

Tabela 13. Wartości graniczne harmonicznych napięcia

Rząd harmonicznych	Maksymalna zawartość harmonicznych (odniesiona do 50 Hz) w %
2	1,5%
3	2%
4	1%
> 4 (wielokrotność 2)	0,5%
5	2%
7	2%
9	1%
11	1,5%
13	1,5%
15	0,5%
17	1%
19	1%
≥ 21 (wielokrotność 3)	0,5%
23	0,7%
25	0,7
>25	$0,2 + 0,5 \times \frac{25}{h}$ — h = rząd harmonicznych

Całkowite odkształcenia harmoniczne w PCC i w ramach elektrowni wiatrowej to całkowity efekt wprowadzenia harmonicznych z turbin wiatrowych, instalacji dynamicznej mocy biernej (SVC, STATCOM) oraz interakcji z siecią lądową. Interakcje te stwarzają dla przedsiębiorstw użyteczności publicznej i przemysłu nowe wyzwania w zakresie zrozumienia poszczególnych zjawisk, opracowywania odpowiednich metod badawczych, wyznaczania ekonomicznych środków zaradczych dla określonych problemów oraz potwierdzania skuteczności rozwiązań technicznych. Do zagadnień związanych w szczególności z morskimi elektrowniami wiatrowymi należą:

- Możliwość wzrostu napięć o niskim rzędzie harmonicznych pochodzących z sieci głównej (zawsze 3., 5. i 7.) ze względu na dużą pojemność długich kabli AC. Niektóre z tych harmonicznych mogą powodować wzmocnienie i znaczne naprężenia aż do zespołu morskich elektrowni wiatrowych SN, a także zwiększenie poziomu odkształceń w PCC, powodując problemy z zachowaniem zgodności z IRiESP.
- Zwiększone ryzyko złożonych interakcji między rezonansami kabli, istniejącymi harmonicznymi i układami regulacji/sterowania. Interakcje te mogą powodować niestabilność w obrębie elektrowni wiatrowej oraz nieprzewidywane wyłączenie urządzeń.
- Zawartość harmonicznych prądu rozruchowego transformatora może wzbudzić częstotliwość rezonansową w systemie. Może to spowodować przebiegi, które mogą trwać przez długi czas.
- Częstotliwość rezonansowa może się znacznie zmieniać w zależności od liczby turbin wiatrowych pod napięciem oraz od konfiguracji obwodów przyłączonych do zespołu morskich elektrowni wiatrowych SN. Rezonanse harmonicznych zmieniają swoją częstotliwość i amplitudę w zależności od liczby pracujących przewodów i turbin.
- Biorąc pod uwagę szerokie zastosowanie elektroniki energetycznej w morskich elektrowniach wiatrowych, na znaczeniu mogą przybrać międzyharmoniczne. Wytyczne dotyczące pomiaru międzyharmonicznych podano w normie IEC 61000 - 3 - 6.
- Do oceny poziomu emisji harmonicznych w morskiej elektrowni wiatrowej do punktu przyłączenia (PCC) niezbędne są analizy harmoniczne. Normy sugerują, że przetwornice energoelektroniczne do celów analizy harmonicznej mogą być po prostu reprezentowane przez źródło prądu lub napięcia sinusoidalnego. Okazało się jednak, że takie proste modele przyniosły nieodpowiednie wyniki.

---

Analizy harmoniczne pozwalają określić, czy konieczne są filtry pasywne oraz ich parametry znamionowe i częstotliwościowe. Filtry mogą mieć istotny wpływ na schemat kompensacji mocy biernej elektrowni wiatrowej i mogą wymagać dużej przestrzeni oraz wpływać na odległości konturów pola magnetycznego w stacji oraz na poziomy hałas. Dlatego analizy harmoniczne należy przeprowadzić na możliwie najwcześniejszym etapie projektu.

Wymagania i wytyczne określają maksymalne wartości graniczne różnych harmonicznych prądu i napięcia wytwarzanych i pobieranych w PCC. Przy przyłączaniu dużych morskich elektrowni wiatrowych do instalacji prądu przemiennego mogą być niezbędne filtry w celu zapewnienia, że wprowadzanie harmonicznych do sieci mieści się w dopuszczalnych granicach. Filtrowanie jest wymagane ze względu na następujące skutki harmonicznych:

- dodatkowe naprężenia; odkształcenie fali powoduje straty, a w efekcie dodatkowe nagrzewanie i naprężenia urządzeń.
- wadliwe działanie urządzeń elektronicznych; harmoniczne mogą powodować nieoczekiwane wyłączanie się urządzeń w elektrowni wiatrowej.
- awarie w systemie telekomunikacyjnym.

Istnieją dwa główne rodzaje filtrów: filtry pasywne i aktywne. Tradycyjnie filtry pasywne są montowane w instalacjach elektroenergetycznych, jednak zainteresowanie aktywnymi filtrami od wielu lat wzrasta ze względu na coraz bardziej rygorystyczne wymagania.

Standardową praktyką filtrowania harmonicznych w sieci WN jest stosowanie filtrów pasywnych, ponieważ filtry aktywne są znacznie droższe ze względu na zastosowanie energoelektroniki i cechują się nieco większymi stratami mocy niż filtry pasywne. Filtry pasywne są zazwyczaj dostrajane do określonych częstotliwości o wąskim zakresie pasma; charakterystyka częstotliwościowa nie może być regulowana, a jedynie załączana i wyłączana. Z kolei filtry aktywne mogą pracować w szerokim zakresie częstotliwości, dostosowując się do prądu sinusoidalnego wytwarzanego przez system. Z tego powodu mogą one być preferowane, gdy kompensowane harmoniczne mają zmienną częstotliwość i amplitudę.

### 9.2.1 Filtry pasywne

Filtry pasywne są przeznaczone do pracy z różnymi częstotliwościami i są zazwyczaj elementami bocznikowymi wytwarzającymi ścieżkę o niskiej impedancji dla filtrowanych harmonicznych. Filtry te zawierają kondensatory i induktry tworzące obwód rezonansowy.

W większości przypadków zastosowano w nich rezystory, aby nadać filtrowi bardziej „łagodną”, stłumioną charakterystykę, tak aby można było uwzględnić wahania impedancji filtra (powodowane tolerancjami produkcyjnymi, zmianami temperatury, wahaniami częstotliwości itp.). Rezystor przenosi nie tylko wymagane prądy sinusoidalne, lecz również prąd o podstawowej częstotliwości, co skutkuje dużymi stratami, nagrzewaniem i ewentualnie koniecznością zastosowania wentylacji wymuszonej. Filtr typu C zapewnia znaczną redukcję strat podstawowej częstotliwości, ponieważ rezystor jest umieszczony równolegle z obwodem rezonansowym LC dostrojonym do częstotliwości podstawowej.

### 9.2.2 Filtry aktywne

Filtry aktywne mogą obejmować szereg częstotliwości, w tym międzyharmoniczne i harmoniczne niecharakterystyczne. Wykorzystują one elektronikę do wytwarzania kształtu fali napięcia lub prądu w celu częściowego zniwelowania wybranych harmonicznych. Filtry aktywne redukują każdą indywidualną harmoniczną poprzez wprowadzenie regulowanego napięcia lub prądu z częstotliwością tej harmonicznej.

Aby osiągnąć określone parametry harmonicznych, filtry aktywne wymagają mniej przestrzeni i cechują się prostszymi układami filtrów w porównaniu z filtrami pasywnymi. Filtry aktywne dla instalacji WN są zazwyczaj połączone bocznikowo i cechują się pojemnościową impedancją sprzężeniową. Impedancja sprzężeniowa umożliwia znaczne zmniejszenie napięcia o częstotliwości podstawowej na przekształtniku z filtrem aktywnym. Jako efekt uboczny, odgałęzienie filtra aktywnego wprowadza moc bierną i dodaje rezonansy do systemu elektroenergetycznego przy częstotliwościach, które nie są aktywnie filtrowane. Konstrukcja impedancji sprzężeniowej zależy od znamionowego napięcia i prądu przekształtnika oraz od filtrowanych harmonicznych. Przekształtnik z filtrem aktywnym można obejść w przypadku prądu o częstotliwości podstawowej, ograniczając do minimum obciążenie częstotliwości podstawowej. Dzięki niemu można również zapewnić elastyczność w zakresie zmiany charakterystyki częstotliwościowej w ramach jęgo parametrów znamionowych.



---

Jako element elektroenergetyczny, filtr aktywny jest bardziej skomplikowany niż filtr pasywny. W rezultacie niezawodność odgałęzienia filtra aktywnego jest zazwyczaj niższa niż w przypadku odgałęzienia filtra pasywnego. W praktyce może więc zajść konieczność tymczasowej akceptacji parametrów harmonicznyc, jeżeli filtr aktywny jest niesprawny, albo może być wymagana odpowiednia redundancja.

### 9.2.2.1 Harmoniczne tła a filtry aktywne

Co do zasady filtry aktywne mogą mieć jeden z poniższych dwóch celów regulacji:

- a) regulację do zera prądów sinusoidalnych specjalnego odgałęzienia, np. pola zasilającego farmy wiatrowej,
- b) regulację do zera napięć harmonicznyc na specjalnej magistrali sieciowej.

Po pomyślnym wdrożeniu, cel regulacji a) sprawiłby, że specjalne odgałęzienie wraz z filtrem aktywnym wyglądałoby przy regulowanej częstotliwości jak obwód otwarty. W takim przypadku warunki pod względem harmonicznyc z punktu widzenia sieci nie uległyby zmianie, jeżeli specjalne odgałęzienie wraz z filtrem aktywnym byłoby podłączone do sieci. Istniejące wcześniej odkształcenia harmonicznyc pozostaną wówczas bez zmian. Warto wspomnieć, że dodanie filtra aktywnego wpłynie na docelowe prądy sinusoidalne płynące w specjalnym odgałęzieniu, np. wewnątrz sieci farmy wiatrowej.

Zasada regulacji a) może być stosowana do jak największej liczby częstotliwości (harmonicznyc i międzyharmonicznyc) w zakresie mocy znamionowej i zdolności regulacyjnej filtra aktywnego. Wszystkie częstotliwości, które nie są aktywnie regulowane, można obliczyć zgodnie z zasadami stosowanymi dla odgałęzień filtrów pasywnyc.

Po pomyślnym wdrożeniu, cel regulacji b) sprawiłby, że specjalna magistrala sieciowa przy regulowanej częstotliwości wyglądałaby jak obwód na zwarcie. Biorąc pod uwagę dane odkształcenie napięcia na szynie zbiorczej, filtr aktywny nie może rozróżniać źródeł przyczyniających się do tego odkształcenia. Poszczególne odkształcenia napięcia o częstotliwości harmonicznej zostaną ograniczone do minimum. Jednocześnie wpływa to na docelowe prądy sinusoidalne w sieci. Wytwarzane prądy sinusoidalne mogą być istotne, np. w odniesieniu do ewentualnych zakłóceń telekomunikacyjnych.

Wybór celu regulacji a) lub b) może zależeć od konkretnyc wymagań projektu. Zasadniczo wymagania te powinny uwzględniać odpowiednio określone resztkowe prądy lub napięcia sinusoidalne, których nie można uniknąć ze względu na tolerancje pomiarowe.

## 9.3 Główne kryteria wymiarowania kompensatora energoelektronicznego

1. Należy określić punkt pracy i odpowiadającą mu „średnią” wymianę mocy biernej, którą musi skompensować układ.
2. Oprócz wymaganej „średniej” części mocy biernej, układ statycznyc kompensatora mocy biernej (układ SVC) musi mieć możliwość zapewnienia dodatkowej części mocy biernej w celu „pokrycia” części zmian dynamicznyc.
3. W tyrystorowym układzie SVC całkowita moc bierna, którą musi zapewnić układ SVC, dzieli się na:
  - zestaw odpowiednio dostrojonych filtrów, których sumaryczna moc jest równa sumarycznej mocy, jaką musi generować układ SVC,
  - dławik sterowany zaworem tyrystorowym (TCR) zdolny do pochłaniania, w warunkach maksymalnyc przewodzenia zaworu, mocy biernej równej i przeciwnej do mocy generowanej przez grupę filtrów,
  - poprzez modulację przewodnictwa prądu w grupie TCR uzyskiwana jest ciągła regulacja mocy biernej wprowadzanej przez układ SVC od wartości zerowej (gdy cała moc generowana przez filtry jest rzeczywiście pobierana przez TCR) do maksymalnyc mocy projektowej (gdy TCR nie przewodzi).
4. W układzie SVC opartym na przekształtnikach współpracujących ze źródłem napięciowym (VSC), biorąc pod uwagę całkowitą moc bierną, która musi być zapewniona przez układ, w rzeczywistości moc ta dzielona jest na:
  - zestaw odpowiednio dostrojonych filtrów, których całkowita moc wynosi połowę całkowitej mocy, jaką musi generować układ SVC.
  - Elektroniczny generator typu VSC (sterowany zaworem tranzystorowym) zdolny do wymiany, w warunkach maksymalnyc przewodzenia zaworu, mocy biernej równej lub przeciwnej do mocy generowanej przez grupę filtrów, tj. w dalszym ciągu połowy całkowitej mocy biernej.



- Poprzez modulację przewodnictwa prądu w grupie VSC w tym przypadku uzyskuje się również ciągłą regulację mocy biernej wprowadzanej przez układ SVC od samego początku (gdy cała moc generowana przez filtry jest rzeczywiście pobierana przez VSC) do maksymalnej mocy projektowej (gdy moc bierna wprowadzana przez VSC wzrasta do mocy generowanej przez filtry, skutkując podwojeniem wkładu).
5. Obecność filtrów zapewnia również możliwość absorbowania niektórych prądów harmoniczných generowanych przez MFW, zmniejszając tym samym odkształcenia harmoniczne w punkcie przyłączenia. Wymiarowanie filtrów, tj. rozdział całkowitej mocy biernej wymaganej w wielu równoległych odgałęzieniach, uwzględnia zatem:
- harmoniczne generowane przez MFW,
  - charakterystykę sieci, a w szczególności minimalną moc zwarciovą,
  - potrzebę filtrowania większej liczby harmoniczných i unikania powstawania krytycznych warunków rezonansowych z siecią,
  - w przypadku SVC opartego na VSC obserwuje się, że z jednej strony filtry będą miały obniżoną moc, z drugiej zaś modulacja dokonana na zaworze pozwala na nałożenie na prąd podstawowy zawartości harmoniczných w przeciwfazie w stosunku do prądu harmonicznego obciążenia, tj. na wykonanie zadania „filtra aktywnego”.

## 9.4 Projekt podstawowy i wymagania konstrukcyjne

### 9.4.1 Tyrystorowy statyczny kompensator mocy biernej

Kompensator SVC jest zasadniczo zbudowany z dławików sterowanych tyrystorowo (TCR) równolegle z filtrami harmoniczných dostrojonymi do harmoniczných podstawowych jak harmoniczne drugiego, trzeciego i czwartego rzędu.

Zadaniem tych filtrów harmoniczných jest zapewnienie niezbędnej ilości mocy o charakterze pojemnościowym oraz absorbowanie harmoniczných wytwarzanych zarówno przez MFW jak i TCR.

Konstrukcja każdego filtra harmoniczných powinna uwzględniać możliwość pracy w układzie awaryjnym, bez filtrów harmoniczných wyższego rzędu, gdy filtry te z jakiegoś powodu nie pracują (gwarancja parametrów jakościowych napięcia nie ma zastosowania w takim układzie awaryjnym).

Ponadto przy projektowaniu urządzeń SVC należy uwzględnić pracę z filtrem harmoniczných drugiego lub trzeciego rzędu bez TCR pod względem:

- maksymalnej mocy biernej, jaką może zostać wprowadzona do układu przy wyłączonych TCR,
- rezonansu w konfiguracji zredukowanej,
- wzrostu napięcia w warunkach bez obciążenia.

Taki tryb pracy będzie mógł być w pełni zarządzany i nastawiany za pośrednictwem automatyki zabezpieczeniowej i sieciowej. TCR tworzą dławiki kompensacyjne połączone w trójkąt.

Każdy prąd fazowy może być regulowany w sposób ciągły, a prąd międzyfazowy niezależnie, przez zawory tyrystorowe zabudowane wewnątrz pomieszczenia SVC.

Poniżej przedstawiono krótki wykaz podstawowych wymagań, które należy uwzględnić dla zaworów tyrystorowych, układu chłodzenia oraz projektu układu regulacji/zabezpieczeń:

#### 9.4.1.1 Zawory tyrystorowe

- Trzy jednofazowe zawory tyrystorowe będą składały się ze stosów tyrystorów połączonych w układzie antyrównoległym lub przewodzących w układzie dwukierunkowym, służących do regulacji prądu biernego TCR (dławika sterowanego tyrystorem) połączonego w układzie trójkąta.
- Każdy moduł fazowy jest regulowany niezależnie, co umożliwia równoważenie nieregularnych i niesymetrycznych obciążeń.
- Należy zapewnić co najmniej jeden redundantny tyrystor na fazę w celu zapewnienia wysokiej niezawodności systemu.
- Zawory tyrystorowe w izolacji powietrznej muszą być zaprojektowane do montażu wewnątrz wydzielonego pomieszczenia, a zatem połączone z dławikami TCR poprzez izolatory przeprowadzone przez ścianę.

- Tyrystory mogą być montowane poziomo lub pionowo, z zaciskami pomiędzy jarzmami sprężynowymi na najdalszych końcach stosu, połączone ze sobą na sztywno.
- Konstrukcja wsporcza tyrystora powinna umożliwiać łatwy dostęp użytkownikowi na potrzeby kontroli wzrokowej i bieżącej konserwacji.
- Pomiędzy tyrystorami i na zewnątrz skrajnych zespołów tyrystorowych w stosie zabudowane zostaną radiatory do usuwania strat mocy w tyrystorach (tyrystory chłodzone obustronnie).
- Należy zapewnić automatyczne zabezpieczenie przeciwprzepięciowe zaworów tyrystorowych.

## 9.4.2 Kompensator SVC oparty na VSC (STATCOM)

Układ VSC składa się głównie ze stosów falowników IGBT połączonych z kondensatorami, które pełnią funkcję źródła napięcia prądu stałego. Przekształtnik dostarcza napięcie modulowane, o takich wartościach amplitudy i modulacji, aby prąd przepływający przez dławiki zamontowane na zewnątrz lub dławiki z rdzeniem powietrznym wewnątrz rozdzielnic i łączące przekształtnik z szyną zbiorczą SN generował pożądaną wymianę składowej mocy biernej o określonej zawartości harmonicznych prądu.

Zawory IGBT są chłodzone wodą zdejonizowaną; chłodzenie wodą zapewnia kompaktową konstrukcję przekształtnika i wysoką obciążalność prądową.

Poniżej przedstawiono krótki opis głównych urządzeń VSC.

### 9.4.2.1 Zawory VSC

Konfiguracja VSC powinna być zaprojektowana tak, aby umożliwić redukcję strat łączeniowych, a tym samym większą sprawność przekształtnika i obciążalność prądową.

Zawory będą składały się z połączonych szeregowo stosów tranzystorów bipolarnych (z umieszczonymi pomiędzy nimi chłodnicami); należy zapewnić redundantne zespoły oraz bezpieczny montaż każdego komponentu tranzystora bipolarnego, aby umożliwić pracę przekształtnika z pełną mocą, nawet w przypadku awarii jednego urządzenia (co w żadnym wypadku nie może mieć wpływu na najbliższej położone komponenty).

Wymagane są odpowiednie rozwiązania w celu zapewnienia właściwego rozdziału napięcia pomiędzy połączone szeregowo tranzystory IGBT, tzn. równolegle do każdego tranzystora IGBT należy zainstalować obwody zabezpieczające przeciwprzepięciowe.

Konstrukcja wsporcza musi umożliwiać łatwy dostęp użytkownikowi w celu przeprowadzenia kontroli wzrokowej i bieżącej konserwacji.

### 9.4.3 Układ chłodzenia

Zawory SVC są zazwyczaj chłodzone przez zamknięty układ chłodzenia wodą, w większości przypadków wykorzystujący jako czynnik chłodzący wodę zdemineralizowaną lub glikol. Wymiennik ciepła może być typu woda-powietrze lub woda-woda, w zależności od konstrukcji urządzenia i dostępności wody na terenie realizacji projektu.

Wymuszony obieg wody będzie zapewniony przez w pełni redundantną pompę ze stali nierdzewnej.

Niewielka część przepływu będzie kierowana obejściem przez obieg uzdatniania wody, w którym czynnik chłodzący jest stale dejonizowany i filtrowany.

Układ chłodzenia będzie zatem składał się co najmniej z następujących urządzeń:

- wymiennik ciepła,
- w pełni redundantna pompa cyrkulacyjna,
- zbiornik rozprężny,
- wymiennik jonitowy,
- miernik przewodności, przepływomierz, miernik temperatury i ciśnienia dla obiegu wody dejonizowanej,
- miernik temperatury i przepływomierz dla obiegu wody surowej,
- filtr siatkowy,
- zawory odcinające po stronie wlotowej/wylotowej obiegu wody surowej,
- zawory odcinające na obiegu wody zdejonizowanej,
- zawór regulacyjny na obiegu wody surowej,

- 
- filtr siatkowy zbierający osad po stronie wlotowej obiegu wody surowej,
  - wszelkie dodatkowe zawory odcinające, regulacyjne i spustowe zgodnie z ostateczną konfiguracją układu,
  - panel sterowania z redundantnym połączeniem komunikacyjnym z głównym układem regulacji SVC.

#### 9.4.4 Układ sterowania i zabezpieczeń

Energoelektroniczne układy (FACTS) kompensacji mocy biernej (zwane dalej kompensatorami energoelektronicznymi) będą wyposażone w dedykowany układ sterowania i zabezpieczeń o co najmniej następujących funkcjach:

- regulacja kompensatora energoelektronicznego (FACTS), w tym:
  - stabilizacja napięcia,
  - regulacja migotania,
  - regulacja asymetrii,
  - współczynnik mocy,
- sterowanie sekwencyjne kompensatora energoelektronicznego, w tym:
  - normalne załączenie i wyłączenie kompensatora energoelektronicznego,
  - wyłączenie awaryjne,
  - konfiguracja zredukowana (wyłączenie co najmniej jednego filtra)
  - praca w trybie awaryjnym (TCR wyłączony – tylko SVC),
- sterowanie układem chłodzenia,
- automatyka zabezpieczeniowa i instalacja alarmowa,
- układ regulacji zaworów,
- układ monitorowania.

Głównym zadaniem sterowania funkcjami ma być stabilizacja napięcia.

Główne funkcje zabezpieczeń obejmują:

- Ogólne: 27, 59
- transformatory: 87, 50/51, 50/51N, 49
- baterie kondensatorów: 50/51, 49, 50/51N lub 59N, lub ewentualnie 46
- Funkcje zabezpieczeń zaworów będą zarządzane bezpośrednio przez powiązany układ sterowania/regulacji.

### 9.5 Normy techniczne

Normy i dokumenty referencyjne wymieniono w rozdziale 4 – DOKUMENTY REFERENCYJNE.

### 9.6 Próby i badania

Próby i badania należy wykonać zgodnie z normą wymienioną w rozdziale 4 – DOKUMENTY REFERENCYJNE.

### 9.7 Wpływ na wymagania dotyczące transformatora mocy

Odpowiednia koordynacja stanu pomiędzy transformatorem mocy a SVC umożliwia wykorzystanie najszerszego zakresu regulacji mocy biernej.

Normalnie pętle sterowania podobciążeniowego przełącznika zaczeów i kompensatora energoelektronicznego są rozłączone ze względu na różne stałe czasowe, które różnią się rzędem wielkości. Regulacja podobciążeniowym przełącznikiem zaczeów transformatora mocy reguluje poziom napięcia po stronie SN w zależności od poziomu napięcia po stronie WN.

Z drugiej strony kompensator energoelektroniczny reguluje szybkie zjawiska na poziomie SN.

---

## 10. ZALECENIA DOTYCZĄCE ANALIZY I OPRACOWAŃ DOTYCZĄCYCH INSTALACJI

W celu zebrania wszystkich istotnych aspektów w złożonym procesie projektowania dużych morskich elektrowni wiatrowych należy przeprowadzić kilka analiz systemowych. Celem tych opracowań jest zarówno właściwe zdefiniowanie niektórych głównych charakterystyk komponentów elektroenergetycznych instalacji, jak i optymalizacja parametrów urządzeń podczas jej przyszłej pracy. Wszystkie te aspekty muszą być jednak wzięte pod uwagę na etapie projektowania.

Aspekty objęte opracowaniami można podsumować w następujący sposób:

- zgodność z IRiESP,
- zarządzanie mocą bierną,
- obliczenia parametrów harmonicznym i możliwe działania kompensacyjne,
- parametry stabilności statycznej i dynamicznej,
- dane znamionowe podzespołów elektrowni wiatrowej i obwodów eksportowych,
- określenie charakterystyki izolacji podzespołów i odpowiednia koordynacja,
- zabezpieczenia i bezpieczeństwo.

Wszystkie te aspekty należy uwzględnić poprzez kompleksowe analizy projektu układu.

Niniejszy rozdział dokumentu koncepcyjnego zawiera pewne wytyczne do przygotowania takich analiz i opracowań.

### 10.1 Migotanie i wahania napięcia w punkcie przyłączenia

Podczas pracy ciągłej każda turbina wiatrowa w elektrowni wiatrowej charakteryzuje się stale zmieniającą się mechaniczną mocą wejściową. Jest to spowodowane zmiennością samego wiatru, jak również zjawiskami takimi jak cień wieży (mechaniczna pulsacja momentu obrotowego wywołana przez łopatki mijające wieżę) oraz efektem śladu aerodynamicznego. Migotanie napięcia to zniekształcenie kształtu fali napięcia wynikające z powyższych wahań mechanicznej mocy wejściowej.

Analiza migotania i wahań napięcia ma na celu ocenę emisji migotania napięcia w punkcie przyłączenia wynikającej z pracy ciągłej oraz z czynności łączeniowych turbiny wiatrowej w elektrowni wiatrowej. Obliczenia sumarycznej emisji migotania w punkcie przyłączenia powinny uwzględniać wartości graniczne, zalecenia i działania łagodzące wskazane w normach IEC 61400-21 i 61000 -3 - 7.

Dodatkowe cele opracowania to:

- obliczenie spadku napięcia w punkcie przyłączenia wynikającego z procedury podania napięcia na główne podzespoły elektryczne elektrowni wiatrowej i sprawdzenie zgodności z IRiESP,
- określenie środków (np. przełączanie w odpowiednim punkcie przebiegu, wstępnie zamontowane rozdzielnice rezystorowe) w celu spełnienia wymagań IRiESP dotyczących wahań napięcia w punkcie przyłączenia.

### 10.2 Analiza przepływu mocy

Cele opracowań zawierających analizy przepływu mocy są różne. Wszystkie te analizy odnoszą się do symulacji pracy w stanie ustalonym, tj. pracy układu z częstotliwością sieciową we wszystkich możliwych warunkach pracy. Ich szczegółowy zakres jest jednak inny:

- określenie wymagań w zakresie mocy biernej w punkcie przyłączenia oraz określenie wymagań dla instalacji kompensacji mocy biernej w celu spełnienia wymagań IRiESP (opracowanie dotyczące kompensacji mocy biernej),
- sprawdzenie danych znamionowych prądowych kabli i transformatorów pod kątem przekroczenia ich wartości granicznych w celu dobrania właściwego przekroju kabla i danych znamionowych transformatora (opracowanie dotyczące przepływu mocy),
- obliczenie napięć w różnych punktach MFW w celu zapewnienia, że mieszczą się one w dopuszczalnych granicach (opracowanie dotyczące przepływu mocy),
- obliczenie strat mocy czynnej w całej MFW (opracowanie dotyczące strat w układzie),
- określenie zakresu przełącznika zaczeptów transformatorów w części lądowej i morskiej (opracowanie dotyczące przepływu mocy).

---

Powyższe analizy zostaną wykonane z uwzględnieniem wszystkich odcinków kabla, w szczególności odcinków wyprowadzenia kabli eksportowych na ląd oraz odcinka wejścia kablowego do lądowej stacji transformatorowej.

W zakresie wykorzystywanego oprogramowania istnieje wiele komercyjnych pakietów oprogramowania dla tego typu analizy. Zwykle specjalistyczne pakiety oprogramowania wykorzystywane do badań przepływu mocy (np. DigSilent, PSS/E, ETAP, ASPEN, CYME itp.) obejmują również narzędzia dla wielu innych rozważanych tutaj analiz (tj. obliczeń zwarciovych, opracowań dotyczących stabilności kątowej dla dużych zakłóceń, harmonicznych). Więcej szczegółów znajduje się w pkt 10.14.

Najczęściej wykorzystywane na świecie programy posiadają wiele wspólnych cech, w tym m.in.:

- możliwość zarządzania bazą danych sieciowych, w tym wszystkimi informacjami elektrycznymi i topologicznymi dotyczącymi układu elektrycznego będącego przedmiotem opracowania,
- możliwość zdefiniowania różnych „scenariuszy sieciowych”, z których każdy charakteryzuje się określoną topologią sieci (tj. element sieciowy w eksploatacji/wyłączony z eksploatacji, konfiguracje szyn zbiorczych itp.) oraz warunkami wytwórczymi i obciążeniowymi,
- możliwość zdefiniowania odchylenia od podstawowego analizowanego przypadku itp. (czułość).

Co do zasady, podstawowe opracowania dotyczące stanu (tj. analiza przepływu mocy i stanów zwarciovych) uwzględniają wszystkie zdefiniowane scenariusze, podczas gdy inne opracowania, takie jak opracowania dotyczące stabilności kątowej dla dużych zakłóceń (stanów dynamicznych), odnoszą się tylko do wstępnie wybranych scenariuszy spośród tych, które są bardziej krytyczne dla danego problemu.

Wybór konkretnego pakietu oprogramowania powinien zostać określony w momencie wydania specyfikacji dla opracowań, co zależy również od względów nietechnicznych. Zwykle OSP stosują wewnętrznie tylko jeden pakiet oprogramowania i utrzymują aktualną bazę danych sieciowych określającą na przestrzeni lat różne istotne scenariusze dla przewidywanych opracowań.

W tym sensie dane sieciowe niezbędne do opracowań dotyczących przepływu mocy są zazwyczaj dostępne w bazie danych prowadzonej przez OSP, z wyjątkiem danych nowych instalacji, których model może zostać zaimplementowany w istniejącym modelu w ramach działań związanych z opracowaniami niezbędnymi do zaprojektowania takich instalacji. Zaktualizowany model jest następnie sprawdzany przez OSP i utrzymywany w wewnętrznym systemie.

Z punktu widzenia modelowania podzespół MFW jest podzespołem standardowym wg bibliotek dostępnych w wybranej bazie danych oprogramowania. Jedynym wyjątkiem jest generator turbiny wiatrowej, który różni się w zależności od producenta. Aby prawidłowo przeprowadzić symulację, niezbędne jest otrzymanie bezpośrednio od producenta turbiny wiatrowej wszystkich danych do modelowania: schematu wielokreskowego, pełnych danych pojedynczych urządzeń, szczegółów dotyczących trybów sterowania i działania.

### 10.3 Analiza zwarciova

Główne cele analiz zwarciovych to:

- Obliczenie maksymalnych prądów zwarciovych w celu określenia wymaganych danych znamionowych kabli i wyłączników dla różnych poziomów napięć i w różnych lokalizacjach w sieci MFW. Jeżeli rozdzielnice zostały już wybrane, maksymalne prądy zwarciove są wykorzystywane do sprawdzenia, czy ich dane znamionowe zostały przekroczone.
- Określenie nastaw zabezpieczeń nadprądowych poprzez obliczenie maksymalnych i minimalnych prądów zwarciovych w celu prawidłowego wykrywania zwarć symetrycznych i asymetrycznych w dowolnym miejscu sieci MFW. Kwestia ta jest zazwyczaj analizowana w ramach analizy zabezpieczeń i koordynacji (zob. pkt 10.4).
- Obliczenia maksymalnych i minimalnych prądów jednofazowych doziemienia w sieci MFW w celu określenia nastaw zabezpieczenia ziemnozwarciowego. Kwestia ta jest zazwyczaj analizowana w ramach analizy zabezpieczeń i koordynacji (zob. pkt 10.4).
- Określenie udziału generatorów turbin wiatrowych w maksymalnym prądzie zwarciovym w punkcie przyłączenia. Wkład ten w dużym stopniu zależy od charakterystyki samych generatorów (tj. wyposażenie generatora w sieciowe przekształtniki statyczne i odpowiedni układ regulacji, np. elektronicznie wiatrowe z generatorem asynchronicznym dwustronnie zasilanym (DFIG) lub elektronicznie wiatrowe z pełnym przekształtnikiem (FCG).



- Obliczenie profilu zachowania ciągłości pracy przy zakłóceniach zwarciovych oraz weryfikacja/analiza zdolności do utrzymania napięcia w punkcie przyłączenia.
- Analiza danych znamionowych urządzeń, mająca na celu określenie wpływu spadków napięcia na podstawowe parametry elektryczne wyposażenia do przyłączenia kabli pomiędzy rozdzielnią znajdującą się na morskich platformach a punktem przyłączenia znajdującym się na lądowych stacjach elektroenergetycznych.

Powyższe opracowania będą uwzględniały różne poziomy wytwórcze, tj. różne scenariusze odpowiadające różnym czynnikom udziału instalacji MFW w mocy zwarciowej oraz mocy zwarciowej na szynach przyłączeniowych do sieci.

Obliczenia zwarciove zostaną wykonane zgodnie z normą IEC 60909 „Prądy zwarciove w sieciach trójfazowych prądu przemiennego”.

Oprogramowanie i dane niezbędne do wykonania analiz zwarciovych opisane zostały w treści poprzednich punktów 10.2 i 10.14.

#### **10.4 Koordynacja izolacji i analiza elektromagnetycznych stanów przejściowych**

Celem analizy koordynacji izolacji jest określenie niezbędnych poziomów wytrzymałości izolacji dla wszystkich głównych podzespołów MFW. Dalsze cele to:

- obliczenie maksymalnych naprężeń napięciowych na podzespołach elektrowni wiatrowej za pomocą symulacji elektromagnetycznych stanów przejściowych,
- określenie środków zabezpieczających, takich jak ochronniki przepięciowe, w celu uniknięcia niebezpiecznych napięciowych stanów przejściowych, które mogą uszkodzić urządzenia.

Analiza powinna zasadniczo obejmować wszystkie rodzaje przepięć, tj. (zgodnie ze zwykłą klasyfikacją wg normy IEC 60071- 1: przepięcia dorywcze o łagodnym czole (przełączanie), o stromym czole i bardzo stromym czole (piorunowe).

W szczególności w sieciach MFW mogą występować zarówno przepięcia dorywcze, jak i łączeniowe, podczas gdy przepięcia piorunowe są generalnie mniej krytyczne ze względu na brak linii napowietrznych (zgodnie z literaturą mogą występować jedynie napięcia indukowane z powodu uderzeń pioruna na wieżach elektrowni wiatrowych, przy napięciach indukowanych zwykle poniżej wartości szczytowej 300 kV).

Przepięcia bardzo stromym czole (zwykle związane z przełączeniem odłączników w rozdzielnicach GIS) mogą w każdym razie wystąpić w morskich elektrowniach wiatrowych ze względu na przejściowe odbicia fal w sieci (przy bardzo ograniczonych odległościach pomiędzy podzespołami elektroenergetycznymi).

Wreszcie napięcie podczas pracy ciągłej (w stanie ustalonym) przeanalizowane już w analizach przepływu mocy (zwłaszcza w szczególnych warunkach eksploatacyjnych, np. duża moc użyteczna w przypadku wysokich poziomów napięcia sieci zewnętrznej, wzrost napięcia na kablach eksportowych po otwarciu jednego końca) ma również znaczenie dla analizy koordynacji izolacji, doboru maksymalnego ciągłego napięcia pracy (MCOV) ogranicznika.

Przepięcia łączeniowe mogą wystąpić podczas podania napięcia oraz podczas odłączenia w toku normalnej pracy lub podczas awarii. Zwarcia doziemne mogą również powodować przejściowe przepięcia w podobny sposób jak operacje łączeniowe, dlatego należy je uwzględnić w opracowaniach dotyczących koordynacji izolacji. Opracowania dotyczące operacji łączeniowych należy przeprowadzić zarówno dla sieci odbiorczej SN, jak i dla sieci eksportowej WN. Badania przepięć łączeniowych dla MFW powinny obejmować co najmniej następujące zjawiska:

- podanie napięcia na kabel/odłączenie,
- działanie wyłączników (szczególnie w przypadku przerywaczy próżni),
- przełączanie dławików,
- doziemienia,
- zwarcia międzyfazowe.



---

Przebiecia dorywcze, które mogą być lekko tłumione, a zatem być długotrwałe, mogą być zazwyczaj związane z:

- podaniem napięcia na transformator,
- doziemieniem,
- zrzutem obciążenia.

Zjawiska takie należy zatem przeanalizować w opracowaniu dotyczącym przebiec dorywczych, ze szczególnym uwzględnieniem możliwości energetycznych ograniczników przebiec. Ponieważ przebiecia dorywcze spowodowane podaniem napięcia na transformator są w dużej mierze determinowane rezonansami w układzie, skanowanie impedancji MFW (patrząc od strony zacisków transformatora) pomaga zidentyfikować najbardziej krytyczne warunki w odniesieniu do przebiec dorywczych.

Dla każdej z wyżej wymienionych analiz wymagane są szczegółowe opracowania dotyczące symulacji elektromagnetycznych stanów przejściowych.

Podobnie do opracowań statycznych/dynamicznych, istnieją pewne komercyjne pakiety oprogramowania do analizy elektromagnetycznych stanów przejściowych (m.in. ATP/AtpDraw, EMTP-RV, PSCAD itp.) o pewnych wspólnych funkcjonalnościach. Więcej szczegółów znajduje się w punkcie 10.14.

W zakresie modelowania sieci należy szczegółowo zamodelować tylko sieć „lokalną” (tj. w tym przypadku sieć MFW), będącą zewnętrzną siecią przesyłową reprezentowaną w sposób uproszczony za pomocą odpowiednich układów równoważnych (które mogą pochodzić z większych modeli sieci wykorzystywanych w opracowaniach statycznych/dynamicznych) lub za pomocą fizycznego modelu punktu przyłączenia do głównego systemu szyn zbiorczych i powiązanych linii WN.

Wymagana jest szczegółowa reprezentacja instalacji farmy wiatrowej, w związku z czym konieczne są dodatkowe dane (w odniesieniu do opracowań statycznych/dynamicznych) dla wszystkich podzespołów sieci MFW, a na początku tych opracowań należy uwzględnić określoną czynność zbierania danych. Szczególną uwagę należy zwrócić na model generatora turbiny wiatrowej, który różni się w zależności od producenta. Aby prawidłowo przeprowadzić symulację, niezbędne jest otrzymanie bezpośrednio od producenta turbiny wiatrowej wszystkich danych do modelowania: schematu wielokreskowego, pełnych danych poszczególnych urządzeń, szczegółów dotyczących trybów regulacji/sterowania i działania, a także parametrów przepływów pasożytniczych/błądzących.

Analizy przebiec dorywczych i łączeniowych zazwyczaj wymagają tego samego szczegółowego poziomu reprezentacji, a zatem tych samych danych. Analizy wyładowań atmosferycznych i bardzo szybkich przebiec wymagają różnych danych, tj. więcej danych w odniesieniu do pojemności/induktancji pasożytniczej podzespołów, mniej danych w odniesieniu do skutków nieliniowych (np. krzywe nasycenia transformatora i dławika), które nie mają znaczenia dla tych szybkich stanów przejściowych.

## **10.5 Analizy/Opracowania dotyczące harmonicznych**

Głównym celem niniejszego opracowania jest ocena harmonicznych napięcia, jakie należy przewidzieć w punkcie przyłączenia do sieci elektrowni wiatrowej w celu wykazania zgodności z IRiESP. Dodatkowe cele to:

- opracowanie charakterystyki rezonansowej kabli, transformatorów, dławików i turbin wiatrowych przyłączonych do sieci,
- obliczenie skanów częstotliwości impedancji harmonicznej dla różnych konfiguracji instalacji w celu zidentyfikowania problemów rezonansowych,
- określenie środków zaradczych w celu wyeliminowania/złagodzenia stwierdzonych problemów rezonansowych,
- sprawdzenie i zapewnienie niezbędnych środków w celu ograniczenia odkształceń harmonicznych w punkcie przyłączenia,
- ocena interakcji przekształtnika generatora turbiny wiatrowej z siecią oraz istniejącymi układami regulacji w celu zbadania możliwych warunków rezonansowych, które mogą spowodować niestabilność i nieoczekiwane wyłączenie awaryjne.

---

Analizy/Opracowania dotyczące harmonicznych opierają się na obliczeniach stanu ustalonego jak dla analizy przepływu mocy, z uwzględnieniem również częstotliwości harmonicznych.

W zakresie tym można wykorzystać specjalistyczne narzędzia we wskazanych już statycznych/dynamicznych analizach/opracowaniach sieciowych wykonywanych przy użyciu oprogramowania komputerowego. Narzędzia te umożliwiają wykonanie obliczeń harmonicznych sieci w oparciu o tę samą bazę danych, o której mowa powyżej, wykorzystując dodatkowe dane, tj. zależność parametrów elektrycznych podzespołu energetycznego (linie, transformatory, itp.) od częstotliwości. W konsekwencji należy zebrać dodatkowe dane dla podzespołu sieciowego (powinno to dotyczyć nie tylko podzespołów w sieci MFW, ale nawet zewnętrznej sieci przesyłowej; ewentualnie powinien być dostępny dokładny układ zastępczy impedancji zależnej od częstotliwości dla sieci zewnętrznej).

## 10.6 Analizy dotyczące stabilności kątowej dla dużych zakłóceń

Analiza stabilności kątowej dla dużych zakłóceń odnosi się do analizy pracy sieci w odpowiedzi na występujące w niej zaburzenia, analizując odpowiedź dynamiczną systemu jako „sumę” skutków działania poszczególnych układów regulacji/sterowania związanych z generatorami (w tym odpowiednich przekształtników statycznych) oraz innych układów regulacji mających wpływ na napięcie w układzie (np. układy regulacji transformatorów lub przełącznika zaczepów dławika).

Analizy te będą obejmować wpływ (i właściwe odwzorowanie w modelach) elektroenergetycznych przekształtników powiązanych z generatorami turbin wiatrowych (np. elektrownia wiatrowa z generatorem asynchronicznym dwustronnie zasilanym (DFIG) lub generatorami z pełnym przekształtnikiem (FCG) oraz ewentualne przekształtniki (określane całościowo jako FACTS, np. urządzenia SVC, STATCOM, HVDC itp.) wewnątrz lub w pobliżu punktu przyłączenia. Ma to również na celu analizę możliwego szkodliwego oddziaływania pomiędzy różnymi zaprojektowanymi lub skonfigurowanymi układami regulacji bez uwzględniania obecności innych dynamicznie „czynnych” podzespołów.

Głównymi celami analizy dotyczącej stabilności kątowej dla dużych zakłóceń w odniesieniu do MFW powinny być:

- symulacja reakcji generacji mocy biernej modułu (modułów) elektrowni wiatrowej na dodatnie i ujemne zmiany napięcia w punkcie przyłączenia,
- określenie, czy symulowana generacja mocy biernej modułu(-ów) elektrowni wiatrowej jest zgodna z IRiESP w zakresie wartości stanu ustalonego i odpowiedzi dynamicznej,
- określenie, czy moduł(-y) elektrowni wiatrowej zachowują się stabilnie dla zapadów napięcia wykraczających poza wartości graniczne mocy biernej,
- symulacja odpowiedzi modułu(-ów) elektrowni wiatrowej na symetryczne i asymetryczne zapady napięcia w punkcie przyłączenia o różnych wartościach i czasie trwania,
- ocena, czy moduł(- y) elektrowni wiatrowej może (mogą) wytrzymać zapady napięcia i wykazywać stabilne działanie po zwarciu (zgodnie z wymogami IRiESP w zakresie zachowania ciągłości pracy przy zakłóceniach zwarciovych).

## 10.7 Analizy/Opracowania dotyczące uziemienia ochronnego

Instalacje wysokiego napięcia wymagają układu uziemienia w celu ochrony życia ludzkiego przed nadmiernym napięciem dotykowym i ograniczenia do minimum przenoszonego potencjału. Z tego względu głównymi celami opracowania dotyczącego uziemienia powinny być:

- obliczenia wymaganego przekroju dla różnych podzespołów instalacji uziemiającej pod względem naprężeń termicznych,
- określenie dopuszczalnych napięć dotykowych,
- przestrzeganie dopuszczalnych wartości granicznych podanych w normach,
- kontrolowanie rozproszczenia prądów zwarciovych w ziemi,
- określenie impedancji uziemienia instalacji uziemiającej,
- obliczenia potencjału uziemiającego i strefy zagrożenia.

Opracowanie powinno być wykonane zgodnie z normą EN 50522 lub IEEE 80-2013.

---

## 10.8 Analiza uziemienia punktu zerowego

W opracowaniu zalecone powinny zostać odpowiednie rodzaje uziemienia punktu zerowego po przeanalizowaniu naprężeń prądowych i napięciowych oraz połączenia wzajemnego z lądową siecią WN. Główne cele opracowania to:

- Sprawdzenie parametrów obliczeniowych uziemienia transformatorów WN, SN i transformatorów uziemiających, jeśli dotyczy. Ewentualnie można określić parametry obliczeniowe, biorąc pod uwagę wymagane ograniczenie prądów zwarciovych lub naprężenia napięciowe lub inne wymagania nieokreślone w specyfikacji.
- Obliczenie składowej zerowej prądu w punktach zerowych transformatorów.
- Obliczenie napięcia o częstotliwości sieciowej podczas zwarcia jednofazowego.

## 10.9 Opracowanie dotyczące koordynacji zabezpieczeń

Analiza koordynacji zabezpieczeń ma ogromne znaczenie dla bezpieczeństwa personelu i urządzeń. Głównymi celami opracowania dotyczącego zabezpieczeń powinny być:

- ocena koncepcji zabezpieczeń i doboru poszczególnych zabezpieczeń (pod kątem funkcji zabezpieczeniowych),
- wymiarowanie przekładników prądowych,
- określenie nastaw poszczególnych zabezpieczeń.

Koncepcja zabezpieczeń będzie zgodna ze wspólnymi charakterystykami wymaganymi dla wszystkich systemów zabezpieczeń pod względem wydajności (niezawodności, selektywności, szybkości, itp.) oraz struktury (redundancja, koncepcja rezerwowania, itp.). Ponadto, dla każdego elementu sieci (generatora, transformatora, szyn zbiorczych, itp.), podawane są szczególne kryteria zabezpieczeń w zakresie podstawowych zasad zabezpieczania i głównych spodziewanych reakcji zabezpieczeń na różne zdarzenia w sieć. Warto również zauważyć, że koncepcja zabezpieczeń może różnić się dla danego podzespołu sieci w zależności od różnych poziomów napięcia, a kryteria powinny być również oparte na istotności podzespołów.

Wymiarowanie przekładników prądowych opiera się na maksymalnych prądach zwarciovych obliczonych dla odcinka przekładnika prądowego i obejmuje określenie danych z tabliczki znamionowej samego przekładnika prądowego (przekładnia znamionowa, obciążenie znamionowe, klasa dokładności, znamionowy współczynnik graniczny dokładności itp.).

Analiza koordynacji zabezpieczeń obejmuje sprawdzenie poprawności koordynacji nastaw (pod względem stref ochronnych i czasów wyłączenia podstawowych/rezerwowych zabezpieczeń lokalnych i zdalnych) możliwych w wyniku różnego rodzaju zwarć w różnych lokalizacjach przedmiotowej sieci. Bazuje na funkcjach zabezpieczeń zdefiniowanych w ramach projektowania systemu zabezpieczeń i pozwala na udokumentowanie ewentualnych problemów związanych z niewłaściwymi nastawami, brakiem koordynacji, brakiem funkcji zabezpieczeń itp. Ostateczny zakres koordynacji to maksymalna selektywność systemu zabezpieczeń.

Nastawy zabezpieczeń będą zasadniczo uzyskiwane na podstawie wyników obliczeń zwarciovych, z uwzględnieniem potrzeb koordynacyjnych. Zazwyczaj przewiduje się unikalne nastawy dla każdego przekładnika zabezpieczeniowego, tzn. nastawy powinny być odpowiednie (nawet pod względem koordynacji) dla wszystkich rozważanych scenariuszy sieciowych.

Wyniki tych działań będą dostarczane głównie w formie graficznej za pomocą wykresów czasów działania w funkcji prądu, czasów działania w funkcji impedancji, wykresów na płaszczyźnie impedancji itp.

Należy zastosować specjalistyczne oprogramowanie do tego typu opracowań. Oprogramowanie to może być narzędziem w ramach pakietów oprogramowania do bardziej ogólnych analiz sieciowych (np. DigSilent, ETAP) lub narzędziem o węższym zakresie (np. CAPE, ASPEN). Te bardziej dedykowane narzędzia zawsze posiadają dostępne moduły w zakresie analiz przepływu obciążenia i zwarć, ale ponadto mogą mieć również zapewniać możliwość zarządzania bazą danych.

Zazwyczaj model stosowany do analiz statycznych (rozpływ mocy i zwarcia) jest bezpośrednio wykorzystywany lub łatwo przekształcany w format niezbędny dla oprogramowania dedykowanego zabezpieczeniu. Do analizy koordynacji zabezpieczeń model ten musi zostać uzupełniony poprzez dodanie

reprezentatywnych przekładników (przekładników prądowych, przekładników napięciowych) we właściwych lokalizacjach oraz modeli przekaźników zabezpieczeniowych.

### 10.10 Analizy/Opracowanie dotyczące pola elektromagnetycznego

Głównym celem niniejszego opracowania jest ocena pól elektromagnetycznych w stacji (stacjach) w odniesieniu do narażenia ludzi.

Powinno ono zawierać ilościowy opis poziomów pól elektromagnetycznych związanych z pracą stacji. Opracowanie dotyczące pól elektromagnetycznych powinno obejmować:

- gęstość strumienia magnetycznego przy częstotliwości sieciowej (np. DC/50 Hz).
- natężenie pola elektrycznego przy częstotliwości sieciowej (np. 50 Hz).

W opracowaniu należy opisać źródła pola, poziomy pól elektromagnetycznych na analizowanych obszarach oraz przedstawić ocenę natężenia pola w odniesieniu do wymagań dotyczących narażenia ludzi. Opracowanie powinno być wykonane zgodnie z normą IEC 62311.

### 10.11 Analiza niezawodności

W opracowaniu zostaną uwzględnione następujące aspekty:

- Poziom niezawodności układu w różnych stanach konfiguracji, który uwzględnia jednoczesną awarię więcej niż jednego podzespołu układu. Poziom ten będzie związany z ewentualnymi stratami mocy wytwarzanej oraz stratami mocy przesyłanej do stacji lądowej.
- Przewidywana roczna wartość i roczny rozkład strat mocy dostarczanej do sieci OSP na skutek awarii podzespołu układu wyprowadzenia mocy z MFV.

Opracowanie powinno być wykonane zgodnie z normą IEC 61709.

### 10.12 Zestawienie

Podane analizy/opracowania obejmują cały harmonogram projektu od etapu projektu podstawowego po etap budowy. Tabela 14 przedstawia wstępny podział analiz/opracowań ze względu na poszczególne etapy inwestycji.

Powszechną praktyką jest, w miarę postępu prac nad projektem inwestycyjnym, ponowne wykonanie niektórych opracowań już przygotowanych w poprzednich fazach w celu uwzględnienia rozwoju/zmian w projekcie inwestycyjnym.

Tabela 14. Podział analiz/opracowań ze względu na etap inwestycji

Faza	Opracowanie
Projekt podstawowy	Przepływ mocy (10.2) Obliczenia zwarciove (10.3) Analiza niezawodności (10.11)
Projekt wykonawczy	Analiza migotania i wahań napięcia (10.1) Koordynacja izolacji (10.4) Opracowania dotyczące harmonicznych (10.5) Stabilność kątowna dla dużych zakłóceń (10.6)
Projekt budowlany	Przepływ mocy (10.2) Opracowanie dotyczące uziemienia (10.7) Uziemienie punktu zerowego (10.8) Koordynacja zabezpieczeń (10.9) Obliczenia zwarciove (10.3) Pole elektromagnetyczne (10.10)

### 10.13 Wymiana danych

Krótki opis możliwej wymiany danych pomiędzy operatorem sieci a wytwórcą na potrzeby opracowania. Proponowana lista ma charakter wyłącznie ogólny i zostanie zaktualizowana z uwzględnieniem specyfiki każdej inwestycji.

Opracowanie	Od operatora sieci dla wytwórcy	Od wytwórcy dla operatora sieci
Analiza migotania i wahań napięcia (10.1)	Wartości graniczne w punkcie przyłączenia Wartości bieżące przy przewidywanych wartościach w punkcie przyłączenia (jeżeli występują)	Wartości oczekiwane w punkcie przyłączenia
Przepływ mocy (10.2)	Model sieci na dzień dzisiejszy Model sieci w przyszłych latach Określenie studiów przypadków	Wyniki obliczeń LF.
Obliczenia zwarciove (10.3)	Model sieci na dzień dzisiejszy Model sieci w przyszłych latach Określenie studiów przypadków	Wyniki obliczeń zwarciowych
Koordinacja izolacji (10.4)	Poziom izolacji w punkcie przyłączenia	Wyniki opracowań/analiz i przewidywane poziomy izolacji
Opracowania dotyczące harmonicznych (10.5)	Zawartość harmonicznych dla wartości granicznych w punkcie przyłączenia	Przewidywane wartości w punkcie przyłączenia i szczegóły urządzeń filtrujących
Stabilność kątowna dla dużych zakłóceń (10.6)	Model sieci na dzień dzisiejszy Model sieci w przyszłych latach Określenie studiów przypadków Wykaz ograniczeń w punkcie przyłączenia	Wyniki opracowania/analizy
Opracowanie dotyczące uziemienia (10.7) Uziemienie punktu zerowego (10.8)	Warunki uziemienia sieci w punkcie przyłączenia Uziemienie punktu zerowego w punkcie przyłączenia	Schemat uziemienia punktu zerowego dla całej MFW Oszacowanie prądu ziemnozwarciowego w punkcie przyłączenia
Koordinacja zabezpieczeń (10.9)	Nastawy zabezpieczeń w punkcie przyłączenia Wymagania dotyczące usuwania/koordynacji zakłóceń/awarii w punkcie przyłączenia	Nastawy zabezpieczeń w punkcie przyłączenia i weryfikacja koordynacji
Pole elektromagnetyczne (10.10)	Wymagania obowiązujące w punkcie przyłączenia, jeśli dotyczy	Wyniki dotyczące punktu przyłączenia
Analiza niezawodności (10.11)	Schemat stacji elektroenergetycznej w punkcie przyłączenia Wskaźniki dyspozycyjności urządzeń zamontowanych w sieci	Przewidywany wskaźnik dyspozycyjności MFW z przewidywaną wartością roczną i rocznym rozdziałem mocy wprowadzanej.



---

## 10.14 Oprogramowanie do przygotowania opracowań dotyczących systemu elektroenergetycznego

Na rynku istnieje obecnie wiele komercyjnych programów, które umożliwiają wykonanie całości lub części opisanych powyżej analiz i opracowań systemowych.

Większość z nich została pierwotnie stworzona do wykonywania opracowań „statycznych” i „dynamicznych” (tj. w oparciu o symulacje dynamiczne przepływu obciążenia, prądu zwarciovego i czynników elektromechanicznych) obejmujących analizy wskazane w pkt 10.2, 10.3 i 10.6. Następnie niektóre z nich zostały uzupełnione innymi narzędziami umożliwiającymi wykonanie innych analiz/opracowań (np. wskazanych w pkt 10.1, 10.5, 10.8, 10.9).

Pozostałe opracowania, tj. te wskazane w pkt 10.4, 10.10 i 10.11, zostały wykonane w ujęciu historycznym przy użyciu innych specjalistycznych programów, niż wskazano wcześniej.

Należy jednak zauważyć, że obecnie podział taki staje się coraz bardziej powszechny, tj. główne pakiety symulacyjne systemu elektroenergetycznego zazwyczaj obejmują możliwość wykonywania wszystkich analiz/opracowań (zazwyczaj z wyjątkiem tych dotyczących pola elektromagnetycznego w pkt 10.10) w postaci kompleksowych platform programowych z wieloma zintegrowanymi narzędziami (często podzielonych na moduły, które można nabyć oddzielnie). W wielu przypadkach te różne zintegrowane narzędzia opierają się na wspólnej bazie danych podzespołów sieci, która umożliwia tworzenie i utrzymywanie odpowiedniej bazy danych, z której można pozyskiwać różne dane do różnych analiz systemowych.

Powszechną praktyką w odniesieniu do systemu elektroenergetycznego (OSP i OSD, ale także firm odpowiedzialnych za planowanie i/lub eksploatację oraz utrzymania dużych systemów elektroenergetycznych) jest zdobycie doświadczenia w zakresie przynajmniej jednego wyspecjalizowanego pakietu do symulacji elektroenergetycznych oraz stworzenie/utrzymywanie uaktualnionych bazy danych scenariuszy symulacji i sieci istotnych dla własnych układów elektrycznych. Nie oznacza to, że analizy/opracowania i odpowiednie umiejętności muszą być dostępne wewnętrznie, ale pozwala to na posiadanie zawsze aktualizowanego pakietu danych wejściowych dla każdej ewentualnej analizy specjalistycznej, którą należy przeprowadzić podczas planowania instalacji i późniejszego okresu eksploatacji.

Poniżej przedstawiono krótką listę najpopularniejszych programów do analizy instalacji elektroenergetycznych wraz z adresami stron internetowych. Lista ma charakter orientacyjny, tzn. nie jest wyczerpująca.

Poniższe programy są bardziej wyspecjalizowane w symulacjach statycznych i dynamicznych sieci (niektóre z nich obejmują również narzędzia symulacyjne pól elektromagnetycznych):

- DigSilent Power Factory (<https://www.digsilent.de/en/products.html>)
- PSS/E (<https://new.siemens.com/global/en/products/energy/energy-automation-and-smart-grid/pss-software.html>)
- NEPLAN (<https://www.neplan.ch/neplanproduct/en-electricity/>)
- CYME (<http://www.cyme.com/software/>)

Poniższe programy są bardziej wyspecjalizowane w symulacjach elektromagnetycznych stanów przejściowych:

- ATP/AtpDraw (<https://www.eeug.org/index.php/atp/atp-program> and <http://www.atpdraw.net/>)
- EMTP-RV (<https://www.emtp.com/>)
- PS-CAD (<https://www.pscad.com/software/pscad/overview>)

Poniższe programy są bardziej wyspecjalizowane w przygotowaniu opracowań dotyczących koordynacji zabezpieczeń:

- DigSilent Power Factory (patrz powyżej)
- CAPE (<https://new.siemens.com/global/en/products/energy/energy-automation-and-smart-grid/grid-resiliency-software/psccape.html>)
- ETAP (<https://www.etap.com/products/product-overview-main>)
- CYMTCC (<https://www.eaton.com/us/en-us/products/utility-grid-solutions/software-modules.html>)



---

Większość z wyżej wskazanych programów posiada również specjalistyczne narzędzia umożliwiające konwertowanie danych sieciowych z i na inne formaty (zazwyczaj baz danych innego komercyjnego oprogramowania; czasami inne formaty standardowe). Narzędzia te nazywane są **narzędziami do importu i konwersji** lub **narzędziami interfejsowymi**.

Należy raz jeszcze nadmienić, że niektóre z wyżej wymienionych produktów zostały niedawno zintegrowane z **narzędziami do zarządzania bazą danych** w zakresie tworzenia baz danych podzespołów systemu elektroenergetycznego i zarządzania nimi (np. przekaźniki zabezpieczeniowe i odpowiednie nastawy, podzespoły elektroenergetyczne systemów przesyłowych wraz z odpowiednim arkuszem danych itp.). Jak wskazano powyżej, baza danych jest w pełni zintegrowana z powiązаныmi programami, tj. standardowe funkcje bazy danych (np. wykorzystywane w ramach czynności konserwacyjnych w normalnej eksploatacji) uzyskują dodatkową zaletę, która polega na tym, że mogą być bezpośrednio wykorzystywane do wszelkich potrzeb związanych z analizą systemu.