



AKADEMIA GÓRNICZO-HUTNICZA IM. STANISŁAWA STASZICA W KRAKOWIE
WYDZIAŁ ELEKTROTECHNIKI, AUTOMATYKI,
INFORMATYKI I INŻYNIERII BIOMEDYCZNEJ
KATEDRA ENERGOELEKTRONIKI I AUTOMATYKI SYSTEMÓW PRZETWARZANIA ENERGII

mgr inż. Maciej Mróz

*Jakość energii elektrycznej jako kryterium przyłączania
elektrowni wiatrowych do sieci zasilającej*

Rozprawa doktorska

Promotor: dr hab. inż. Zbigniew Hanzelka prof. AGH

Kraków, 2014

*Praca została częściowo wykonana w ramach Programu Operacyjnego
Innowacyjna Gospodarka 2007 – 2013, nr. projektu POIG.01.03.01-30-056/12*

*Składam serdeczne podziękowania Panu Profesorowi
Zbigniewowi Hanzelce, za poświęcony czas, okazaną pomoc,
inspiracje oraz motywacje do napisania niniejszej pracy.*

Pracę dedykuje moim najbliższym.

Spis treści

Spis treści	4
Wykaz ważniejszych oznaczeń, symboli i skrótów	7
1. Wstęp	9
2. Uzasadnienie celowości tematu pracy	10
3. Energetyka wiatrowa	14
3.1. Warunki wiatrowe w Polsce	18
3.2. Podstawowe informacje techniczne dotyczące turbin wiatrowych	19
3.3. Wpływ turbin wiatrowych na systemem elektroenergetyczny	23
3.3.1. Poziomy mocy generowanej oraz przepływy mocy	27
3.3.2. Wartość napięcia	33
3.3.3. Harmoniczne prądu i napięcia.....	36
3.3.4. Wahania napięcia	38
4. Przyłączenie źródeł odnawialnych do sieci elektroenergetycznych	41
4.1. Ekspertyzy wpływu przyłączenia	41
4.2. Zasady finansowania przyłączenia	43
4.3. Sposoby przyłączania źródeł odnawialnych do sieci elektroenergetycznych	44
4.3.1. Przyłączenie do sieci nN	45
4.3.2. Przyłączenie do sieci SN	45
4.3.3. Przyłączenie do sieci WN	46
4.4. Kryteria przyłączania OZE do sieci elektroenergetycznej nN i SN	48
4.5. Wyznaczenie maksymalnej mocy dostępnej	50
5. Jakość dostawy energii elektrycznej	52
6. Modelowanie turbin wiatrowych.....	57
6.1. Model prędkości wiatru	57
6.2. Model wirnika turbiny wiatrowej	59
6.3. Model układu przeniesienia napędu (wał turbiny).....	60
6.4. Model generatora asynchronicznego	63
6.5. Model sieci zasilającej.....	64

7.	Modelowanie turbin wiatrowych w środowisku ATP Draw.....	66
7.1.	Model turbiny wiatrowej z generatorem indukcyjnym	66
7.2.	Przykład zastosowania opracowanego modelu do oceny wpływu farmy wiatrowej na system elektroenergetyczny	67
7.2.1.	Rozpływy mocy	68
7.2.2.	Wartość napięcia	68
7.2.3.	Wahania napięcia	69
7.3.	Symulacje stanów dynamicznych.....	69
7.3.1.	Skokowa zmiana poziomu generacji	70
7.3.2.	Zwarcie trójfazowe doziemne w sieci SN	71
8.	Wahania napięcia generowane przez turbiny wiatrowe i sposoby ich redukcji.....	74
9.	Propagacja wahań napięcia w systemie elektroenergetycznym	80
9.1.	Propagacja wahań napięcia z sieci WN do sieci SN (propagacja „z góry na dół”)	82
9.2.	Sieć obciążona odbiornikami o stałej impedancji zastępczej	83
9.3.	Sieć obciążona odbiornikami o impedancji zmiennej w funkcji napięcia	86
9.4.	Propagacja wahań napięcia w sieci z odbiornikami statycznymi i wirującymi	88
9.4.1.	Wpływ mocy silnika na poziom tłumienia wahań	88
9.4.2.	Wpływ liczby silników na poziom tłumienia wahań napięcia	89
9.4.3.	Wpływ charakteru i wartości momentu obciążenia silnika na poziom tłumienia wahań napięcia	90
9.5.	Wpływ zmian charakterystyki momentu napędowego na poziom wahań napięcia wywołanych pracą kilku turbin wiatrowych.....	91
9.6.	Wpływ częstotliwości zmian napięcia na poziom tłumienia wahań	92
9.7.	Wpływ częstotliwości wahań emitowanych przez różne źródła na sumaryczny poziom zaburzenia..	93
9.8.	Propagacja wahań napięcia w układach rzeczywistych	94
10.	Szybkie zmiany napięcia jako źródło wahań.....	96
11.	Metody lokalizacji źródeł wahań napięcia w systemie elektroenergetycznym.....	101
11.1.	Pomiar wahań napięcia podczas pracy oraz postoju źródła wahań	101
11.2.	Korelacja zmian wartości współczynnika P_{st} oraz zmian mocy czynnej i biernej.....	102
11.3.	Badanie nachylenia charakterystyki napięciowo - prądowej.....	103
11.4.	Metoda badania „mocy wahań napięcia”	106

12.	Wahania napięcia w procedurze przyłączenia	111
13.	Porównanie wyników ekspertyzy oceniającej wpływ przyłączenia farmy wiatrowej na JDEE z wynikami pomiarów wykonanych po uruchomieniu farmy	116
14.	Propozycja uproszczonego kryterium wahań napięcia	119
15.	Podsumowanie	121
16.	Literatura	124
17.	Załączniki	133
	Załącznik A. Model sieci testowej.....	133
	Załącznik B. Model miernika wahań napięcia	135
	Załącznik C. Parametry modelowanych silników indukcyjnych.....	136
	Załącznik D. Parametry modelowanej turbiny wiatrowej	137
	Załącznik E. Pomiary parametrów JDEE w miejscu przyłączenia FW Zagórze	138
	Załącznik F. Pomiary parametrów JDEE w sieci SN.....	139
	Załącznik G. Pomiary parametrów JDEE w miejscu przyłączenia FW Lipniki	140
	Załącznik H. Model sieci rzeczywistej SN i turbiny Wind Master 750	142

Wykaz ważniejszych oznaczeń, symboli i skrótów

Oznaczenia ogólne

A_k	amplituda k -tej składowej prędkości wiatru
A_w	powierzchnia zakreślana przez turbinę wiatrową w (m^2)
$C_{(\psi_k, v_a)}$	wskaźnik migotania podczas pracy ciągłej dla kąta fazowego impedancji sieci i średniej prędkości wiatru
c_p	aerodynamiczny współczynnik mocy (sprawność turbiny wiatrowej)
D_G	współczynnik tłumienia generatora
D_W	współczynnik tłumienia turbiny wiatrowej
D_{WG}	współczynnik tłumienia układu przeniesienia (wału)
F	współczynnik kształtu
f_b	częstotliwość podstawowa przebiegu modulowanego, 50 Hz, częstotliwość napięcia sieci zasilającej
f_m	częstotliwość przebiegu modulującego
F_{SN}	współczynnik jednoczesności wahań napięcia w sieci SN
G_{PstSN}	dopuszczalny całkowity poziom wahań napięcia w sieci SN
I_1	amplituda składowej podstawowej prądu
i_{dr}, i_{qr}	prąd wirnika odpowiednio w osi d i q
i_{ds}, i_{qs}	prąd stojana odpowiednio w osi d i q
J_m	moment bezwładności zredukowany na wał generatora
J_W, J_G	moment bezwładności odpowiednio koła wiatrowego (turbiny) i generatora
$K_{ff(\psi_k)}$	wskaźnik skokowy migotania podczas operacji łączeniowych dla kąta fazowego impedancji sieci
K_{WG}	współczynnik sztywności układu przeniesienia (wału)
L_m	indukcyjność magnesująca maszyny asynchronicznej
L_o	całkowita liczba odbiorców
L_{owj}	liczba odbiorców wyłączonych podczas i -iego wyłączenia
$L_{r\sigma}$	indukcyjność rozproszenia wirnika
$L_{s\sigma}$	indukcyjność rozproszenia stojana,
mm	całkowita liczba wyłączeń krótkich
m	współczynnik zależny od charakterystyki źródła wahań
M_e	moment elektryczny
M_{GB}	moment przekładni
$m_{i(t)}$	funkcja modulująca prądu
M_m	moment mechaniczny
$m_{u(t)}$	funkcja modulująca napięcie
M_W, M_G	moment odpowiednio turbiny wiatrowej i generatora
nn	całkowita liczba wyłączeń długich i bardzo długich
N	liczba turbin wiatrowych
N_{10}	maksymalna liczba operacji łączeniowych turbin wiatrowych w czasie 10 min
N_{120}	maksymalna liczba operacji łączeniowych turbin wiatrowych w czasie 120 min
P_{PstSN}	planowany poziom wahań napięcia w sieci SN
P_{PstWN}	planowany poziom wahań napięcia w sieci WN
P_{stWN}	współczynnik P_{st} po stronie pierwotnej transformatora WN/SN,
P_{sti}	współczynnik wahań napięcia od pojedynczego odbiornika
$P_{stj} (P_{ltj})$	wskaźniki migotania pochodzący od poszczególnych, samodzielnie pracujących źródeł zaburzenia
P_{stSN}	współczynnik P_{st} po stronie wtórnej transformatora WN/SN
P_t	moc czynna generowana przez turbinę wiatrową
Q_t	moc bierna generowana przez turbinę wiatrową
R	promień wirnika
R	rezystancja
R_r	rezystancja wirnika
R_s	rezystancja stojana
s	poślizg
S_k	moc zwarciowa systemu
S_N	moc znamionowa

S_{kA}	moc zwarciova w punkcie A
S_{kB}	moc zwarciova w punkcie B
S_{SN}	moc znamionowa lub umowna wszystkich odbiorców i źródeł przyłączonych do sieci SN
T_{pi}	czas przerwy w zasilaniu podczas i-tego wyłączenia
$T_{Pst(a)}$	współczynnik tłumienia dla nieobciążonego transformatora
$T_{PstWN/SN}$	współczynnik propagacji wahań napięcia z sieci WN do SN
U_1	wielkość składowej podstawowej napięcia
U_{dr}, U_{qr}	napięcie wirnika odpowiednio w osi d i q
U_{dsr}, U_{qs}	napięcie stojana odpowiednio w osi d i q
U_N	napięcie znamionowe
U_{PWP}	napięcie w miejscu przyłączenia
U_S	napięcie systemu
$v_{g(t)}$	prędkość porywów wiatru
v_{gmax}	amplituda porywów wiatru
V_m	amplituda składowej modulującej
V_m/V_p	współczynnik modulacji
V_p	amplituda składowej podstawowej, przebieg modulowany
X	reaktancja
Z_O	impedancja odbiornika
Z_S	impedancja sieci zasilającej

Alfabet grecki

δ_{GB}	kąt skrętu przekładni
δ_{W}, δ_G	kąt skrętu odpowiednio turbiny wiatrowej i generatora
ϑ	kąt nachylenia (położenia) łopat (w stopniach)
λ	wyróżnik szybkobieżności
ρ	gęstość powietrza
τ	stała czasowa filtru
φ	kąt fazowy
ψ_{dsr}, ψ_{qs}	strumień magnetyczny odpowiednio w osi d i q
ψ_k	kąt fazowy impedancji sieci
ω	prędkość kątowna wirnika turbiny
ω_1	pulsacja składowej podstawowej
ω_g	pulsacja porywów
ω_{GB}	znamionowa prędkość kątowna przekładni
ω_{GN}	znamionowa prędkość kątowna generatora
ω_k	pulsacja k -tej harmonicznej prędkości wiatru

Akronimy

DFIG	generator indukcyjnie podwójnie zasilany
EAZ	Elektroenergetyczna Automatyka Zabezpieczeniowa
GPZ	główny punkt zasilania
JDEE	jakość dostawy energii elektrycznej
KSE	Krajowy System Elektroenergetyczny
nN	niskie napięcie ($U_N \leq 1kV$)
NN	najwyższe napięcie ($U_N \geq 150kV$)
OSD	Operator Systemu Dystrybucyjnego
OSP	Operator Systemu Przesyłowego
OZE	odnawialne źródła energii
SN	średnie napięcie ($1kV < U_N \leq 36kV$)
WN	wysokie napięcie ($36kV < U_N < 150kV$)

1. Wstęp

W ostatnich latach w naszym kraju dynamicznie wzrasta liczba odnawialnych źródeł energii elektrycznej. Stan ten wynika głównie ze zmian uwarunkowań prawnych jak i ekonomicznych. Wykorzystanie źródeł odnawialnych zależy od możliwości ich przyłączenia i pracy w systemie elektroenergetycznym. Wprowadzenie OZE do systemu zmienia zasadniczo sposób dotychczasowej pracy sieci, przede wszystkim sieci dystrybucyjnych, ale także sieci przesyłowych. Zdecentralizowane wytwarzanie energii elektrycznej różni się znacząco od centralnie sterowanego wytwarzania w elektrowniach konwencjonalnych. W przypadku znacznego nasycenia źródłami odnawialnymi, duża liczba źródeł wytwórczych może pracować poza kontrolą i dyspozycją operatorów sieciowych.

Źródła odnawialne wykorzystujące do produkcji energii elektrycznej energię wiatru, słońca czy wody są w dużym stopniu zależne od warunków zewnętrznych, co powoduje konieczność kosztownego rezerwowania mocy w źródłach konwencjonalnych. Kolejnym istotnym zagadnieniem związanym z ich lokalizacją (rozproszeniem) oraz pracą jest konieczność finansowania kosztownej rozbudowy infrastruktury sieciowej, w niektórych przypadkach jedynie na potrzeby przyłączenia źródła. To w oczywisty sposób wpływa na funkcjonowanie systemu elektroenergetycznego, w szczególności w kontekście funkcjonowania rynku energii elektrycznej. Duże nasycenie źródłami wytwórczymi w sieci dystrybucyjnej może powodować odwrotne od założonych na etapie projektowania i budowy przepływy mocy. W tradycyjnym układzie moc płynie z sieci przesyłowej do sieci dystrybucyjnej WN, SN i nN. Jeżeli moc generowana przez źródła wytwórcze jest większa niż poziom zapotrzebowania odbiorców, nadwyżka mocy będzie przepływać z poziomu sieci dystrybucyjnych do sieci przesyłowej. Dodatkowo, źródła odnawialne w większości przypadków lokalizowane są w obszarach o korzystnych zasobach energii pierwotnej (wiatru, słońca lub innych źródeł), co może powodować konieczność przesyłu energii na duże odległości.

Wpływ OZE na system elektroenergetyczny, w tym turbin wiatrowych, zależy od wielu czynników, takich jak: moc zwarciowa w punkcie przyłączenia, konfiguracja sieci, stopień obciążenia, wielkość oraz rodzaj przyłączanych źródeł, sposób i miejsce przyłączenia do sieci. Dziś w kraju brak jest uniwersalnych uregulowań określających kryteria przyłączenia źródeł odnawialnych do sieci¹, w tym również dopuszczalnych poziomów zaburzeń jakości dostawy energii elektrycznej (dalej w pracy JDEE) wprowadzanych przez te źródła. Obecny i prognozowany wzrost liczby przyłączanych instalacji będzie powodował, że zagadnienia oddziaływania i współpracy źródeł odnawialnych z siecią staną się niezwykle istotne.

Przyłączenie do sieci elektroenergetycznej, wymaga od operatora przeprowadzenia szczegółowej analizy potencjalnego wpływu takiej instalacji na system elektroenergetyczny oraz inne podmioty już przyłączone do sieci. W analizach wykorzystuje się odpowiednie

¹ W Polsce funkcjonują przepisy określające warunki techniczne jakie powinny spełniać odnawialne źródła energii. Na podstawie doświadczeń i analizy [53, 54] można stwierdzić, że brak jest jednolitych kryteriów przyłączania.

programy symulacyjne oparte na modelach źródeł i elementów systemu elektroenergetycznego.

2. Uzasadnienie celowości tematu pracy

Problematyką podjętą w niniejszej pracy jest jedno ze stosowanych kryteriów przyłączania jakim jest JDEE. Ze zbioru odnawialnych źródeł energii elektrycznej autor wybrał dla przeprowadzenia szczegółowych analiz turbiny wiatrowe. Źródła te są obecnie najbardziej dynamicznie rozwijającą się technologią energetyki odnawialnej. W ciągu ostatnich kilku lat energetyka wiatrowa była technologią, która odnotowała największe przyrosty mocy zainstalowanej spośród wszystkich technologii wytwarzania energii elektrycznej. Udział energii wytworzonej w źródłach wiatrowych systematycznie wzrasta, co powoduje, że źródła te odgrywają coraz większą rolę w systemie elektroenergetycznym [68]. Równocześnie cechy konstrukcyjne oraz właściwości wiatru jako źródła energii sprawiają, że turbiny wiatrowe potencjalnie mogą negatywnie oddziaływać na system elektroenergetyczny i JDEE [114]. Spośród parametrów charakteryzujących JDEE autor koncentruje się głównie na waniach napięcia. Zdaniem autora, wahania napięcia jako parametr JDEE są szczególnie istotne w przypadku wytwarzania energii elektrycznej w turbinach wiatrowych.

W ramach szczegółowej analizy zjawiska, autor analizuje to zaburzenie jako kryterium w procedurze określania warunków przyłączenia do sieci elektroenergetycznej. Mając na uwadze doświadczenie zawodowe autora, problem jest analizowany z perspektywy operatora systemu dystrybucyjnego.

W pracy rozważono następujące zagadnienia szczegółowe:

- ocena rzeczywistego wpływu turbin wiatrowych na JDEE,
- kryteria przyłączania OZE do sieci elektroenergetycznych,
- przyczyny powstawania wahań napięcia w turbinach wiatrowych,
- propagacja i tłumienie wahań napięcia,
- sumowanie wahań napięcia pochodzących od kilku źródeł,
- wyznaczenie wahań napięcia generowanych przez turbiny wiatrowe,
- lokalizacja źródeł zaburzeń w sieci zasilającej,
- wahania napięcia jako kryterium przyłączania źródeł wiatrowych do sieci zasilającej.

Stąd wynika teza pracy, która brzmi następująco:

Operator systemu dystrybucyjnego weryfikując kryterium JDEE w procedurze określania warunków przyłączenia, posiada możliwości analizy umożliwiającej:

- **określenie aktualnego poziomu zaburzenia w miejscu przyłączenia oraz lokalizację dominującego źródła wahań napięcia,**
- **uwzględnienie zjawiska tłumienia i sumowania wahań napięcia pochodzących od różnych źródeł,**
- **przewidywanie poziomu wahań napięcia, wywoływanych przez turbiny wiatrowe,**

- **uwzględnienie pracy turbin wiatrowych w trybie umożliwiającym ograniczenie wahań napięcia.**

Tematyka podjęta w niniejszej pracy ma zdaniem autora istotne znaczenie praktyczne. W naszym kraju, zagadnienie jakości energii generowanej przez źródła wiatrowe oraz rzeczywiste warunki współpracy źródeł wiatrowych z siecią nie są jeszcze odpowiednio rozeznane, a liczba przyłączonych i planowanych do przyłączenia źródeł wiatrowych dynamicznie wzrasta. Dlatego też, jednym z celów częściowych pracy była ocena rzeczywistego wpływu źródeł wiatrowych o różnych mocach znamionowych na system elektroenergetyczny.

Mając na uwadze niski stopień opomiarowania krajowych sieci elektroenergetycznych urządzeniami rejestrującymi parametry JDEE [59], rosnącą liczbę przyłączanych źródeł oraz prawny obowiązek instalowania analizatorów energii elektrycznej w miejscach przyłączenia farm wiatrowych, koniecznym jest zdaniem autora systemowe podejście do zagadnień związanych z akwizycją i obróbką danych z tych urządzeń. W związku z tym, w pracy zaproponowano architekturę systemu monitorowania JDEE dla operatora systemu dystrybucyjnego.

Możliwość precyzyjnego przewidywania poziomu zaburzenia w danym punkcie sieci ma zasadnicze znaczenie na etapie określania warunków przyłączenia kolejnego źródła energii, np. kolejnej turbiny wiatrowej lub farmy. Brak precyzji w tym zakresie, może być podstawą podjęcia błędnej decyzji przez operatora sieci. Może to skutkować akceptacją przyłączenia źródła mimo, że nie powinno to nastąpić z uwagi na aktualny lub przyszły poziom zaburzenia, odmową przyłączenia lub ograniczeniem mocy przyłączanej instalacji [77].

Należy podkreślić brak wystarczającej wiedzy o poziomie rozważanego zaburzenia w sieciach, do których mają zostać przyłączone źródła wiatrowe, a także o zjawiskach związanych z wahaniami napięcia, takimi jak tłumienie i propagacja. Z przeprowadzonego przez autora przeglądu literatury wynika, że samo stwierdzenie problemu wahań napięcia w danym punkcie sieci nie musi oznaczać skarg od odbiorców na efekt migotania światła [41]. Wahania napięcia często mierzone są bowiem na poziomie sieci WN, podczas gdy skutki wizualne zaburzenia uwidaczniają się w sieci nN. Co więcej, duży udział w zmierzonym poziomie zaburzenia mogą mieć szybkie zmiany lub zapady napięcia, które w stosowanych obecnie procedurach na etapie przyłączania nie są uwzględniane [78]. Dodatkowo, współczesne energooszczędne źródła światła w odmienny sposób, w porównaniu do tradycyjnego żarowego źródła światła, reagują na rozważane zaburzenie [27].

Wykorzystywane dotychczas na etapie przyłączania nowych instalacji metody szacowania spodziewanego poziomu zaburzenia obarczone są pewną niepewnością [48]. Ponadto, stosowane w chwili obecnej nowoczesne rozwiązania konstrukcyjne turbin wiatrowych charakteryzują się coraz lepszymi parametrami konstrukcyjnymi, co znajduje potwierdzenie w sprawozdaniach z badań jakości energii elektrycznej generowanej przez turbiny wiatrowe.

Praca składa się z 15 rozdziałów, 8 załączników, spisu literatury oraz wykazu ważniejszych oznaczeń, symboli i skrótów. W rozdziale 1 i 2 przedstawiono ogólnie tematykę i przyczyny podjęcia badań zawartych w niniejszej pracy, a także jej tezę. Opisano poszczególne etapy badań oraz zawartość poszczególnych rozdziałów.

W rozdziale 3 dokonano klasyfikacji odnawialnych źródeł energii. Omówiono warunki wiatrowe, oraz stan rozwoju energetyki wiatrowej w Polsce. Kluczową częścią rozdziału są wyniki przeprowadzonych przez autora badań wpływu źródeł wiatrowych na system elektroenergetyczny.

Rozdział 4 dotyczy obecnych procedur przyłączania źródeł do sieci elektroenergetycznej, ze szczególnym uwzględnieniem wymagań stawianych na etapie określania warunków przyłączenia dla źródeł wiatrowych. Zaprezentowano możliwe sposoby przyłączenia źródeł odnawialnych do sieci oraz kryteria przyłączenia.

Definicję oraz podstawowe parametry JDEE przedstawiono w rozdziale 5. Wskazano na potrzebę rozwoju zaawansowanych systemów monitorowania parametrów sieci, w tym umożliwiających pomiar wskaźników charakteryzujących wahania napięcia. Zaproponowano także możliwą architekturę systemu do monitorowania parametrów JDEE, którego jedną z aplikacji może być wyznaczenie parametrów JDEE w miejscu przyłączenia kolejnego źródła. Mając na uwadze konieczność predykcji wahań na etapie określania warunków przyłączenia, rozdział 6 poświęcono modelowaniu turbin wiatrowych w analizach współpracy źródeł wiatrowych z systemem elektroenergetycznym. W rozdziale omówiono: model prędkości wiatru, model wirnika turbiny wiatrowej, model układu przeniesienia napędu, generatora oraz sieci zasilającej.

W rozdziale 7 przeprowadzono symulacje komputerowe wykorzystując modele przedstawione w rozdziale 6 w środowisku ATPDraw. Mając na uwadze, złożoność modelu turbiny wiatrowej, właściwości i ograniczenia wybranego środowiska, największy wpływ na parametry JDEE, do badań wykorzystano model turbiny wiatrowej z generatorem indukcyjnym bezpośrednio przyłączonym do sieci. Model wykorzystano do sporządzenia ekspertyzy wpływu przyłączenia farmy wiatrowej do rzeczywistej sieci SN, a także jako źródło wahań napięcia w symulacjach przedstawionych w rozdziale 9. Poprawność modelu zbadano poprzez analizę porównawczą wyników symulacji w dwóch środowiskach symulacyjnych. Przyczyny wahań napięcia generowanych przez turbiny wiatrowe opisano w rozdziale 8. Przedstawiono analizę wpływu średniej prędkości wiatru, intensywności turbulencji, mocy zwarciowej oraz współczynnika X/R na wahania napięcia. Zaprezentowano możliwe sposoby ograniczania wahań napięcia generowanych przez turbiny wiatrowe.

W rozdziale 9 przedstawiono analizę propagacji oraz tłumienia wahań napięcia w sieciach elektroenergetycznych. Istotnym elementem tego rozdziału są symulacje wykonane z wykorzystaniem modelu sieci testowej. W ich trakcie, przeprowadzono szereg analiz wpływu poszczególnych czynników na poziom, propagację i tłumienie wahań napięcia. Rozdział 10 prezentuje wyniki pomiarów w obiektach rzeczywistych, na podstawie których można dowieść, że wahania napięcia mogą być skutkiem dużej liczby szybkich zmian,

zapadów lub wzrostów napięcia. Zaprezentowano metodę wykluczania zmierzonych wartości współczynników wahań napięcia zarejestrowanych podczas zdarzeń w przebiegu napięcia.

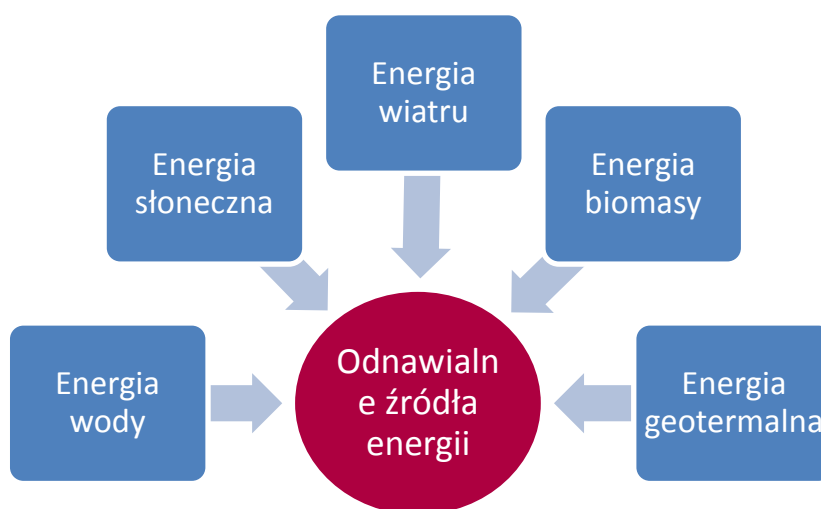
Przedstawione w rozdziale 3 wnioski dotyczące wpływu turbin wiatrowych na wahania napięcia postawiono na podstawie korelacji współczynników wahań napięcia i prądów fazowych źródeł. W celu poszerzenia wiedzy o możliwych sposobach wskazywania potencjalnych źródeł zaburzenia, w rozdziale 11 przedstawiono wybrane metody lokalizacji źródeł wahań napięcia w systemie elektroenergetycznym. Aplikacje w układach rzeczywistych przeanalizowano na podstawie symulacji z wykorzystaniem sieci testowej oraz danych uzyskanych w trakcie pomiarów. Metodę wyznaczania współczynników charakteryzujących wahania napięcia generowane przez turbiny wiatrowe opisano w rozdziale 12. Podano dopuszczalne poziomy emisji wahań napięcia stosowane w różnych krajach Europy a także możliwe sposoby przydzielania limitów emisji wahań napięcia stosowane w trakcie oceny możliwości przyłączenia.

W rozdziale 13 podjęto próbę pomiarowej oceny metody wyznaczania współczynników wahań napięcia generowanych przez turbiny wiatrowe stosowanej w trakcie procedury przyłączenia. Na podstawie przeprowadzonych pomiarów, dokonano oceny kryterium wahań napięcia w warunkach rzeczywistych.

Na podstawie uzyskanych wyników pomiarów na obiektach rzeczywistych, przeprowadzonych symulacji z wykorzystaniem zbudowanych modeli, w celu doprecyzowania oceny możliwości przyłączenia, w rozdziale 14 zaproponowano nowe kryterium wahań napięcia w tej procedurze. Kryterium stanowi autorską propozycję oceny możliwości przyłączenia źródła wiatrowego w zależności od współczynnika zwarciovego i kąta impedancji sieci. Rozdział 15 stanowi podsumowanie zawierające omówienie pracy oraz wnioski końcowe.

3. Energetyka wiatrowa

OZE zgodnie z definicją określoną w ustawie Prawo energetyczne [130] to źródła wykorzystujące w procesie przetwarzania energię wiatru, promieniowania słonecznego, geotermalną, fal, prądów morskich, spadku rzek oraz energię pozyskiwaną z biomasy, biogazu wysypiskowego, a także biogazu powstałego w procesach odprowadzania lub oczyszczania ścieków albo rozkładu składowanych szczątków roślinnych i zwierzęcych. Nieco inaczej OZE zdefiniowane są w opublikowanym w listopadzie 2013 roku przez Ministerstwo Gospodarki projekcie ustawy o OZE [132], zgodnie z którym OZE to energia: wiatru, promieniowania słonecznego, aerotermalna, geotermalna, hydrotermalna, hydroenergia, energia otrzymywana z biomasy, z biogazu, biogazu rolniczego, fal, prądów i pływów morskich oraz energia otrzymywana z biopłynów. Na rysunku 3.1 przedstawiono podstawowy podział OZE.



Rys. 3.1. Odnawialne źródła energii elektrycznej

W tabeli 3.1. zestawiono definicje poszczególnych rodzajów nośników energii określonych w [130].

Tabela 3.1. Rodzaje odnawialnych źródeł energii [130]

Definicja	Określenie
biogaz	gaz, którego głównym składnikiem jest metan, uzyskany z biomasy, w szczególności z instalacji przeróbki odpadów zwierzęcych lub roślinnych, oczyszczalni ścieków oraz składowisk odpadów
biogaz rolniczy	biogaz otrzymywany w procesie fermentacji metanowej surowców rolniczych, produktów ubocznych rolnictwa, płynnych lub stałych odchodów zwierzęcych, produktów ubocznych, odpadów lub pozostałości z przetwórstwa produktów pochodzenia rolniczego lub biomasy leśnej, z wyłączeniem biogazu pozyskanego z surowców pochodzących z oczyszczalni ścieków oraz składowisk odpadów
biomasa	ulegające biodegradacji części produktów, odpady lub pozostałości pochodzenia

	biologicznego z rolnictwa, łącznie z substancjami roślinnymi i zwierzęcymi, leśnictwa i rybołówstwa oraz powiązanych z nimi działów przemysłu, w tym z chowu i z hodowli ryb oraz akwakultury, a także ulegająca biodegradacji część odpadów przemysłowych i komunalnych, w tym z instalacji służących zagospodarowaniu odpadów oraz uzdatniania wody i oczyszczania ścieków
biopłyny	paliwa i biopaliwa ciekłe będące nośnikami energii chemicznej wytworzone z biomasy, wykorzystywane w celach energetycznych innych niż w transporcie, w tym do wytwarzania energii elektrycznej lub ciepła w instalacjach spełniających wymagania w zakresie emisji gazów do atmosfery
energia aeorothermalna	energia o charakterze nieantropogenicznym, magazynowana w postaci ciepła w powietrzu na danym terenie
energia geothermalna	energia o charakterze nieantropogenicznym, skumulowana w postaci ciepła pod powierzchnią ziemi
energia hydrothermalna	energia o charakterze nieantropogenicznym, skumulowana w postaci ciepła w wodach powierzchniowych
hydroenergia	energia spadku śródlądowych wód powierzchniowych, z wyłączeniem energii uzyskiwanej z pracy pompowej w elektrowniach szczytowo – pompowych

Najistotniejszymi regulacjami prawnymi mającymi wpływ na rozwój OZE są: ustawa Prawo energetyczne [130], ustawa o efektywności energetycznej [131], polityka energetyczna Polski do 2030 roku [99], oraz Krajowy Plan Działania w zakresie energii ze źródeł odnawialnych [60].

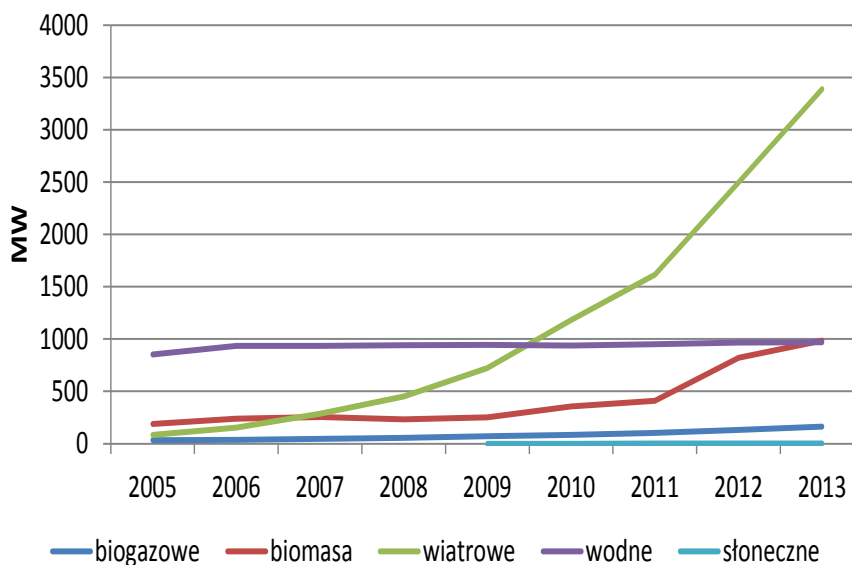
Rozwój OZE jest postrzegany głównie jako działanie zmniejszające obciążenie środowiska, zmniejszające emisję zanieczyszczeń, zwiększające bezpieczeństwo energetyczne kraju, a także wzmacniające konkurencję na rynku energii elektrycznej. Nie bez znaczenia pozostaje kwestia zdywersyfikowania źródeł energii elektrycznej oraz ograniczenie strat związanych z przesyłem i dystrybucją energii elektrycznej. Jednym z celów strategicznych dla naszego kraju określonych w [132] jest osiągnięcie w 2020 roku, co najmniej 15,5% udziału energii z odnawialnych źródeł w zużyciu energii finalnej brutto. W Krajowym Planie Działania w zakresie OZE [60] przyjęto, że osiągnięcie tego celu będzie możliwe w oparciu o wzrost wytwarzania energii elektrycznej z generacji wiatrowej oraz większe wykorzystanie energetyczne biomasy.

Produkcja energii elektrycznej w Polsce przez ostatnie lata nie uległa zasadniczym zmianom [113]. W dalszym ciągu najistotniejszą rolę jako paliwa odgrywają węgiel kamienny i brunatny, a udział produkcji energii z tych paliw wynosi ponad 90%. Na uwagę zasługuje jednak utrzymujący się od kilku lat wzrost produkcji energii elektrycznej OZE. Strukturę produkcji energii elektrycznej w 2013 roku przedstawiono w tabeli 3.2.

Na podstawie danych prezentowanych przez Urząd Regulacji Energetyki, według stanu na 31 grudnia 2013 roku, sumaryczna moc zainstalowana w elektrowniach wiatrowych wyniosła 3389 MW. Przyrost mocy zainstalowanej w poszczególnych rodzajach OZE zaprezentowano na rysunku 3.2.

Tabela 3.2. Struktura produkcji energii elektrycznej w 2013 roku [135]

	Wytwarzanie		
	2012 [GWh]	2013 [GWh]	2013/2012 [%]
Produkcja energii brutto w kraju	163 153	159 853	97,98
Elektrownie zawodowe, w tym:	151 319	146 835	97,04
Elektrownie ciepne, w tym:	148 790	144 571	97,16
na węglu kamiennym	90 811	84 493	93,04
na węglu brunatnym	53 623	55 593	103,67
Gazowe	4 355	4 485	102,99
Elektrownie wodne	2 529	2 265	89,56
Elektrownie przemysłowe	9 000	8 991	99,90
Elektrownie wiatrowe i inne odnawialne	2 833	4 026	142,11
Krajowe zużycie brutto	157 910	157 013	



Rys. 3.2. Moc zainstalowana w źródłach odnawialnych w Polsce [135]

O tempie wzrostu wykorzystania źródeł wiatrowych w Polsce może świadczyć również wolumen wyprodukowanej w 2013 roku energii elektrycznej, który wyniósł ponad 4,5 TWh. Mając na uwadze przedstawione dane, można stwierdzić, że od 2012 roku źródła wiatrowe stały się istotnym źródłem energii elektrycznej, gdyż moc zainstalowana w elektrowniach wiatrowych przekroczyła 6% całej mocy zainstalowanej w systemie elektroenergetycznym.

Co więcej, rozmiar planowanego rozwoju źródeł wiatrowych w Polsce jest bardzo duży. Operatorzy systemów przesyłowego i dystrybucyjnych zawarli umowy o przyłączenie do sieci instalacji wiatrowych o łącznej mocy ponad 13 300 MW [83]. Kolejne 6 000 MW planowanych inwestycji posiada wydane warunki przyłączenia [83]. Z jednej strony przytoczone liczby świadczą o niezwykłym zainteresowaniu inwestorów energetyką wiatrową, z drugiej zaś są główną bolączką rynku, gdyż nie realizowane od lat farmy blokują dostępną moc przyłączeniową i możliwość powstania innych projektów. Jednak możliwość przyłączenia do sieci to tylko jeden z warunków powstania farmy, bardzo ważne są pozwolenia środowiskowe, budowlane, czy też ocena warunków ekonomicznych realizacji każdego projektu. W chwili obecnej trudno precyzyjnie stwierdzić, które projekty i kiedy zostaną zrealizowane przez inwestorów. Zgodnie z [99] osiągnięcie celów w zakresie energetyki odnawialnej wymagać będzie produkcji energii elektrycznej z OZE w 2030 roku na poziomie około 40 TWh, co oznacza ponad 18% wolumenu całkowitej produkcji energii elektrycznej. W wielkościach prognozowanych, największy udział będzie stanowić energia z elektrowni wiatrowych. Szacuje się, że w 2030 roku będzie to około 18 TWh, czyli ponad osiem razy więcej niż w chwili obecnej. OSP uwzględniając wymagania w zakresie rozwoju energetyki wiatrowej określone w [60, 99, 132], prognozę zapotrzebowania na moc, prognozę wycofania jednostek wytwórczych oraz planowane do przyłączenia nowe moce wytwórcze, wyznaczył maksymalną wartość mocy zainstalowanej w źródłach wiatrowych w 2020 roku na poziomie 8 900 MW [83]. Mając to na uwadze, w oparciu o kryterium bilansowania systemu elektroenergetycznego oraz brak uregulowań prawnych pozwalających na ograniczenie wyprowadzania mocy z farm wiatrowych, od końca 2012 roku OSP odmawia wydania warunków przyłączenia do sieci przesyłowej oraz nie uzgadnia opracowanych przez OSD projektów warunków przyłączenia. W praktyce oznacza to brak możliwości przyłączenia kolejnych planowanych inwestycji.

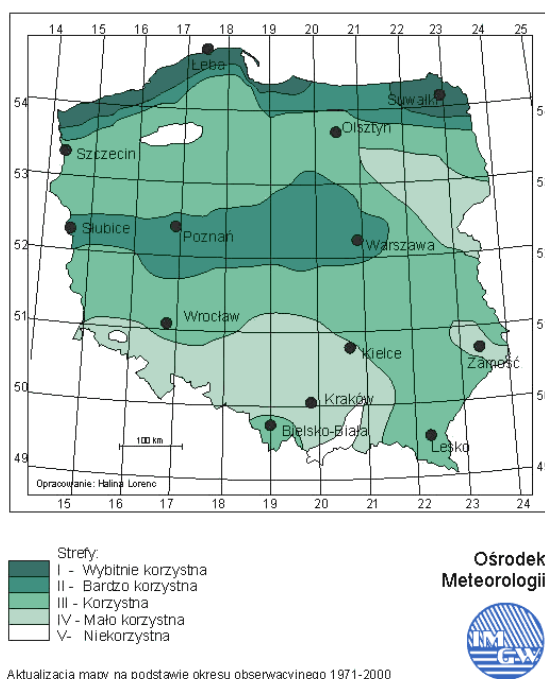
Dynamiczny rozwój energetyki wiatrowej powoduje, że znaczna część inwestycji związanych z rozwojem i modernizacją sieci przesyłowych i dystrybucyjnych jest realizowana na potrzeby źródeł wytwórczych, w szczególności farm wiatrowych. Wzrost mocy źródeł wytwórczych przyłączonych do sieci dystrybucyjnych powoduje konieczność inwestycji realizowanych jedynie na potrzeby przyłączenia źródeł, a nie wynikających z potrzeby odtworzenia istniejącej infrastruktury lub poprawy parametrów JDEE. Powoduje to wzrost nakładów inwestycyjnych, który bezpośrednio przekłada się na stawki opłat z tytułu usług dystrybucji energii elektrycznej i rachunki odbiorców energii elektrycznej. Warto również zauważyć, że rozwój źródeł odnawialnych będzie powodował wzrost cen energii elektrycznej oraz usług przesyłowych i dystrybucyjnych. Będzie to naturalną konsekwencją konieczności sfinansowania przez odbiorców energii elektrycznej mechanizmów wsparcia rozwoju odnawialnych źródeł energii (systemu certyfikatów, aukcji, preferencji w opłatach za przyłączenie), utrzymywania odpowiednich rezerw mocy w źródłach konwencjonalnych, zapewnienia odpowiednich standardów JDEE, a także zagwarantowania nakładów na rozbudowę i modernizację infrastruktury przesyłowej i dystrybucyjnej.

3.1. Warunki wiatrowe w Polsce

Moc generowana przez turbiny wiatrowe zależy bezpośrednio od prędkości wiatru, zatem właściwości wiatru mają zasadniczy wpływ na proces przetwarzania energii kinetycznej wiatru w energię elektryczną. Najbardziej istotną z energetycznego punktu widzenia cechą wiatru jest jego zmienność, zarówno przestrzenna jak i czasowa. Zmienność czasową prędkości wiatru można podzielić na [66]:

- zmienność wieloletnią, wynikającą ze zmian klimatycznych występujących na powierzchni ziemi,
- zmienność roczną, związaną ze zmianami prędkości wiatru w różnych porach roku,
- zmienność dobową związaną z przemieszczaniem się mas powietrza spowodowaną nagrzewaniem się w dzień i chłodzeniem w nocy,
- zmienność krótkoterminową, spowodowaną frontami atmosferycznymi, podmuchami i turbulencjami wiatru wywołującymi zmiany sekundowe lub minutowe.

Strefy energetyczne wiatru w Polsce Mezoskala



Rys. 3.3. Strefy energetyczne wiatru w Polsce [66]

Wieloletnie pomiary potencjału energetycznego wiatru w Polsce, wykonane przez IMGW, przedstawione szczegółowo w [66], wskazują na duże zróżnicowanie przestrzenne zasobów energii wiatru na obszarze kraju. Na rysunku 3.3 przedstawiono strefy energetyczne wiatru w Polsce, wyznaczone na podstawie wieloletnich pomiarów (1971-2000) wykonanych przez IMGW. Jak widać najkorzystniejszymi regionami kraju pod względem zasobów energii wiatru są:

- środkowe, najbardziej wysunięte na północ wybrzeże od Koszalina po Hel oraz wyspa Uznam,
- Suwalszczyzna,
- Środkowa Wielkopolska i Mazowsze,
- Beskid Śląski i Żywiecki,
- Bieszczady i Pogórze Dynowskie.

Wymienione rejony kraju charakteryzują się średnio rocznymi prędkościami wiatru o wartości co najmniej 4,5 m/s. Z badań przeprowadzonych przez IMGW wynika, że około 35% kraju, leży w obszarach o korzystnych warunkach wiatrowych dla lokalizacji elektrowni wiatrowych. Najbardziej wietrznymi porami roku są zima i jesień, czyli okresy wzmożonej działalności cyklonalnej atmosfery nad Europą. Porównując średnie prędkości wiatru w półroczach można stwierdzić, że w półroczu zimowym są one średnio o 1 m/s większe niż w półroczu letnim

3.2. Podstawowe informacje techniczne dotyczące turbin wiatrowych

Każda turbina wiatrowa składa się z następujących elementów [1]:

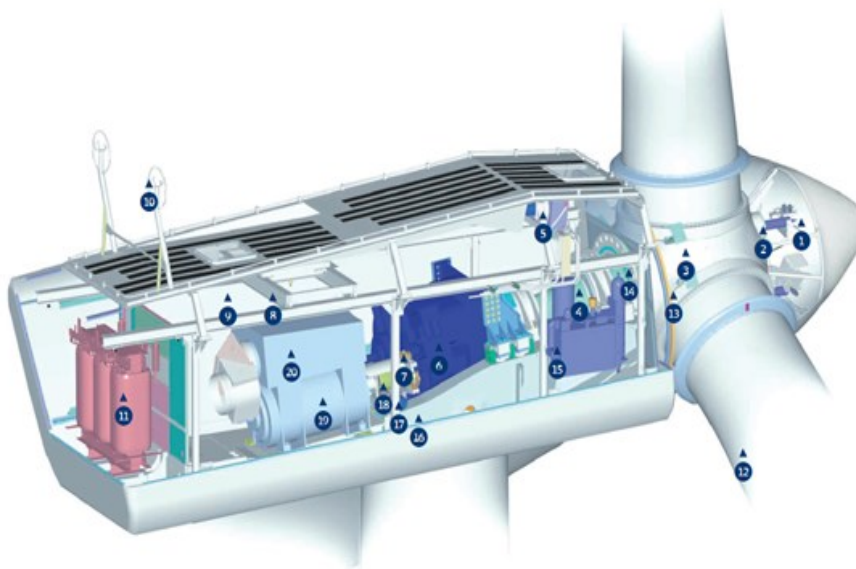
- wieży z fundamentem,
- gondoli, w której umieszczone są zazwyczaj: generator, przekładnia, układ chłodzenia, smarowania, transformator,
- wirnika turbiny wiatrowej,
- układów sterowania.

Najważniejszą częścią turbiny wiatrowej jest wirnik, w którym dokonuje się zamiana energii kinetycznej wiatru w energię mechaniczną. Osadzony jest on na wale, poprzez który napędzany jest generator. Wirnik obraca się najczęściej z prędkością około 15-20 obr/min, natomiast typowy generator asynchroniczny wytwarza energię elektryczną przy prędkości ponad 1000 obr/min (zależnie od liczby par biegunów maszyny). W związku z tym, niezbędne jest użycie przekładni, w której następuje zwiększenie prędkości obrotowej. Spotkać można również konstrukcje elektrowni wiatrowych bez przekładni. Najpopularniejszym rozwiązaniem technicznym dużych turbin wiatrowych są wirniki trójpłatowe, zbudowane z włókna szklanego wzmocnionego poliestrem. W piaście wirnika umieszczony jest serwomechanizm pozwalający na ustawienie odpowiedniego kąta nachylenia łopat (skoku). Pracą mechanizmu ustawienia łopat i kierunkowania turbiny zarządza układ sterujący, który na podstawie danych wejściowych (prędkości i kierunku wiatru) dobiera ustawienie gondoli i łopat. Zasadniczo wyróżniamy dwa rodzaje regulacji turbin wiatrowych: regulację aktywną lub regulację o samoczynnym (pasywnym) dostosowaniu prędkości obrotowej turbiny i kierunku ustawienia gondoli do aktualnie panujących warunków wiatrowych. Samoczynne ustalenie punktu pracy, realizowane jest poprzez zastosowanie odpowiedniego profilu płata łopaty, który powoduje ustawienie łopaty w tak zwanej pozycji przeciągania (zmniejsza się

wtedy kąt natarcia powyżej wartości krytycznej), co powoduje utknięcie (zahamowanie) wirnika przy dużych prędkościach wiatru. Wskutek powstawania zawirowań strumienia powietrza na powierzchni łopat następuje zmniejszenie aerodynamicznego współczynnika mocy, co przy stałej prędkości turbiny wiatrowej powoduje spadek mocy turbin przy dużych prędkościach wiatru.

Regulacja aktywna, to zmiana kąta ustawienia łopat i kierunku ustawienia gondoli turbiny za pomocą siłowników. Ograniczenie lub zmniejszenie mocy uzyskiwanej ze strumienia wiatru osiąga się poprzez obracanie łopat turbiny wiatrowej w kierunku zmniejszających się wartości kąta nachylenia tj. zwiększając kąt położenia łopat.

Wszystkie sposoby regulacji pracy turbin wiatrowych mają na celu wytworzenie pożądanego poziomu mocy przy zachowaniu odpowiednich parametrów generowanej energii elektrycznej i minimalizacji przejściowych przeciążeń mechanicznych wirnika oraz wału łączącego wirnik z generatorem (co wpływa na wydłużenie czasu eksploatacji turbiny). Schemat budowy elektrowni wiatrowej przedstawiono na rysunku 3.4.

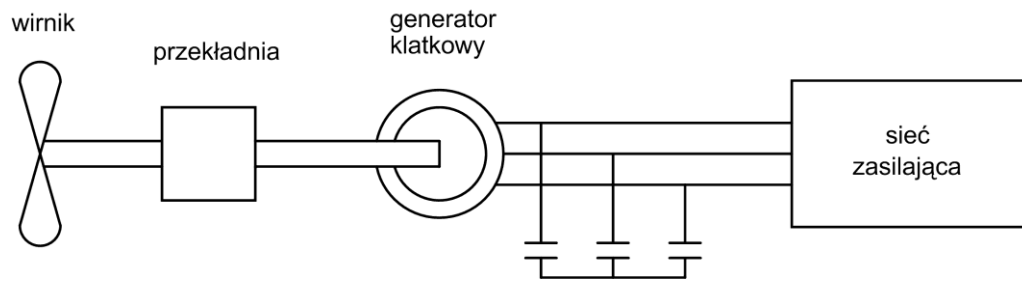


Rys. 3.4. Turbina wiatrowa Vestas V80-2MW [117]: 1) sterownik piasty, 2) cylinder systemu sterowania łopatom, 3) oś główna, 4) chłodnica oleju, 5) skrzynia przekładniowa, 6) przekształtnik, 7) hamulec postojowy, 8) dźwig serwisowy, 9) transformator, 10) piasta wirnika, 11) łożysko łopaty, 12) łopata, 13) układ blokowania wirnika, 14) układ hydrauliczny, 15) tarcza hydraulicznego układu hamowania wirnika, 16) pierścień układu kierunkowania, 17) rama, 18) koła zębate układu kierunkowania, 19) generator, 20) chłodnica generatora

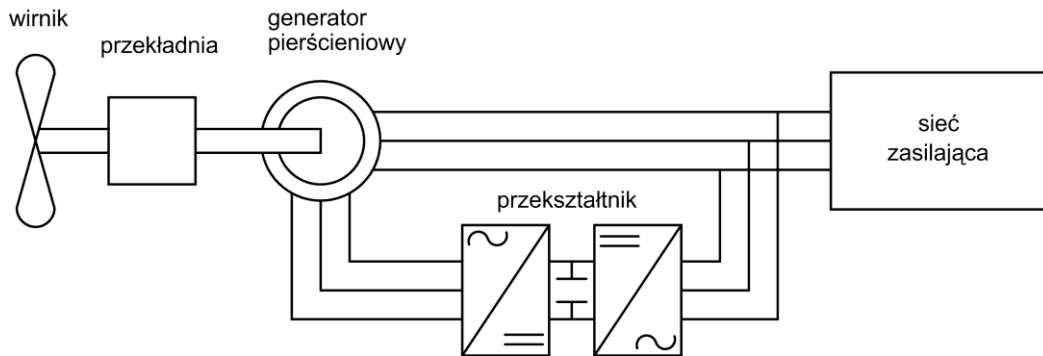
Jednym z możliwych podziałów turbin wiatrowych jest podział w zależności od prędkości obrotowej. Wyróżniamy turbiny [1]:

- ze stałą prędkością obrotową, oraz
- ze zmienną prędkością obrotową.

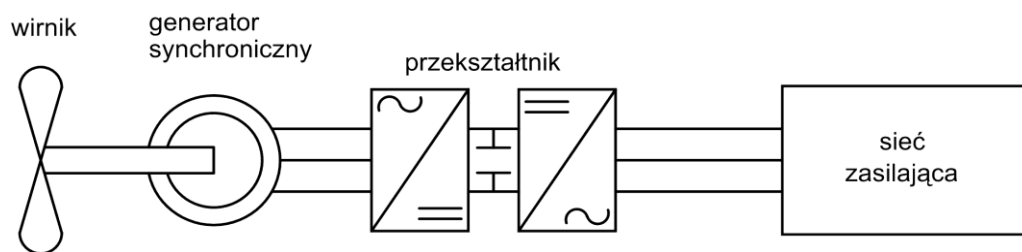
Podstawowe rodzaje turbin wiatrowych przedstawiono na rysunku 3.5.



Turbina wiatrowa z asynchronicznym generatorem klatkowym



Turbina wiatrowa z maszyną indukcyjną dwustronnie zasilaną



Turbina wiatrowa z generatorem synchronicznym i przemiennikiem częstotliwości

Rys. 3.5. Podstawowe rodzaje turbin wiatrowych

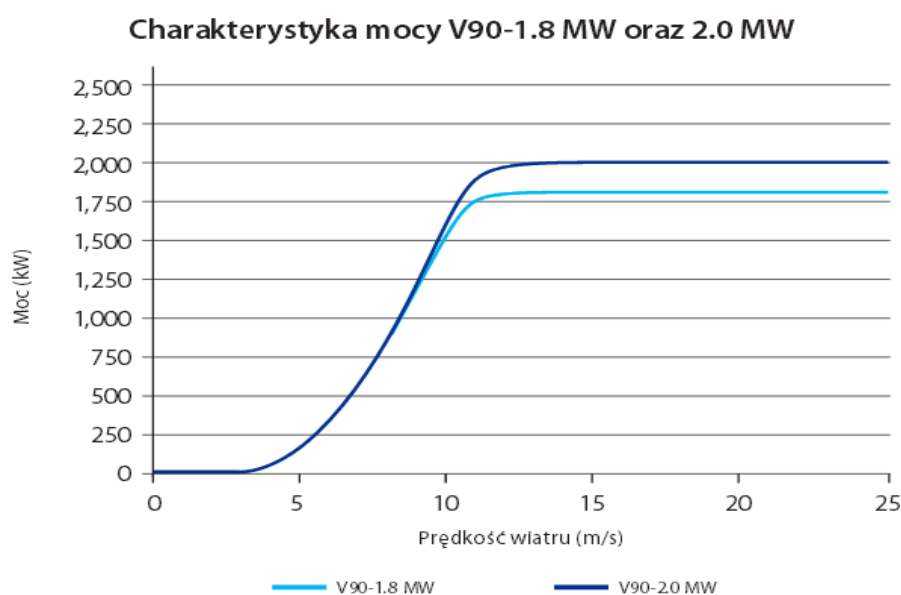
Jeszcze do niedawna najczęściej stosowanym rozwiązaniem konstrukcyjnym były turbiny pracujące ze stałą prędkością obrotową. Podstawowym elementem elektrycznym takiej konstrukcji jest generator indukcyjny (klatkowy bądź pierścieniowy) przyłączony bezpośrednio do sieci wraz z układem soft – startu i baterią kondensatorów do kompensacji mocy biernej. Turbiny wiatrowe pracujące ze stałą prędkością obrotową osiągają maksymalną moc w określonych warunkach wiatrowych (przy danej prędkości wiatru). Moc czynna nie podlega w takich konstrukcjach regulacji. Niekiedy, aby uzyskać większą moc wyjściową stosuje się dwa generatory lub generatory z dwoma uzwojeniami. Jedno używane jest przy małych, drugie zaś przy większych prędkościach obrotowych. Turbiny tego typu charakteryzują się prostą, solidną i niezawodną konstrukcją. Podstawową wadą tych turbin jest bezpośrednia zależność mocy czynnej od prędkości obrotowej wirnika [103].

W chwili obecnej najczęściej stosowane są turbiny pracujące ze zmienną prędkością obrotową. Turbiny wiatrowe o takiej konstrukcji osiągają maksymalną sprawność w szerokim zakresie prędkości wiatru. Możliwe jest to poprzez ciągłe dostosowywanie prędkości

obrotowej wirnika do aktualnej prędkości wiatru. W tego typu konstrukcjach stosuje się zarówno regulacje kąta położenia łopat turbiny wiatrowej (aktywną lub pasywną) jak i regulację napięcia generatora realizowaną przez energoelektroniczny przekształtnik. Regulacji podlega jednocześnie moc czynna i bierna. W porównaniu do turbin o stałej prędkości obrotowej, ten typ turbin pozwala utrzymać moment i moc generatora o prawie stałej wartości. W turbinach o zmiennej prędkości obrotowej stosuje się generatory indukcyjne dwustronnie zasilane bądź maszyny synchroniczne z przekształtnikiem. W odróżnieniu od turbin pracujących z generatorami asynchronicznymi, maszyny synchroniczne nie wymagają przekładni mechanicznej pomiędzy wirnikiem turbiny wiatrowej i generatorem. Zaletami turbin pracujących ze zmienną prędkością obrotową są: większy uzysk energii przy tych samych warunkach wiatrowych (o około 10 – 15 % a stosunku do turbin o stałej prędkości), mniejszy wpływ na parametry JDEE oraz redukcja naprężeń w układach mechanicznych [61]. Wadą jest konieczność stosowania dodatkowych układów przekształtnikowych

Biorąc pod uwagę zależność mocy generowanej przez turbiny wiatrowe od aktualnych warunków wietrznych, wyróżniamy następujące stany pracy turbin wiatrowych z poziomą osią obrotu:

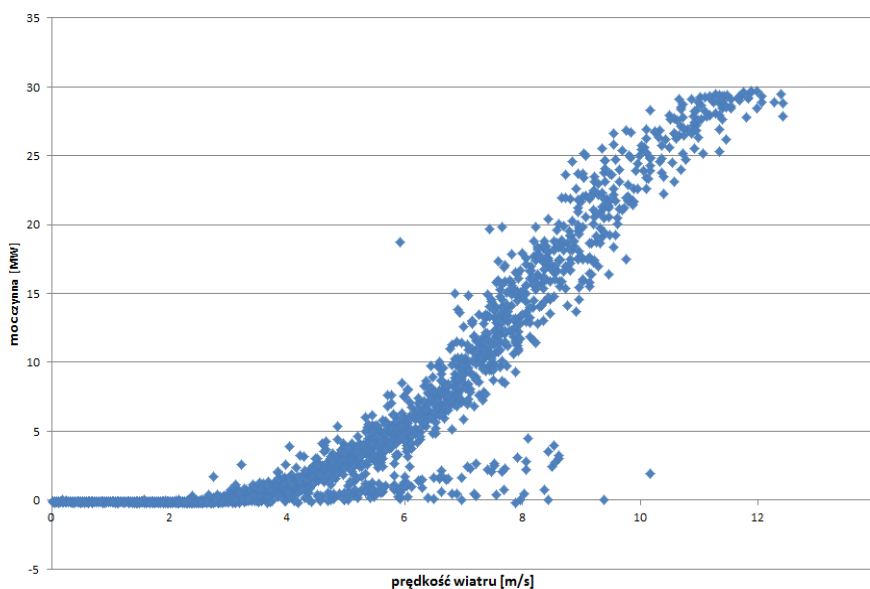
- postój turbiny wiatrowej, jeżeli prędkość wiatru jest mniejsza od prędkości rozruchowej, zazwyczaj 3-4 m/s,
- praca z generacją częściową, gdy prędkość wiatru jest pomiędzy prędkością rozruchową a prędkością znamionową,
- praca z generacją znamionową, gdy prędkość wiatru jest równa lub większa od prędkości znamionowej,
- odstawienie turbiny wiatrowej, jeżeli prędkość wiatru jest większa od prędkości maksymalnej.



Rys. 3.6. Charakterystyki mocy dla wybranych turbin wiatrowych [117, 118]

Podstawowe stany pracy przykładowych turbin wiatrowych przedstawiono graficznie w postaci tzw. charakterystyki mocy (zależności mocy czynnej od prędkości wiatru) na rysunku 3.6.

Rzeczywistą zależność mocy czynnej od prędkości wiatru dla farmy wiatrowej o mocy 30 MW² przedstawiono na rysunku 3.7 (dane pomiarowe za okres 1 miesiąca). Na uwagę zasługuje zakres zarejestrowanych prędkości wiatru, który nie przekracza 13 m/s (średnia 4,4 m/s). Oznacza to, że w tego typu lokalizacjach należy instalować elektrownie wiatrowe, których właściwości konstrukcyjne będą umożliwiały maksymalne wykorzystanie mocy przy małych prędkościach wiatru.



Rys. 3.7. Przykładowa zmienność mocy czynnej w funkcji prędkości wiatru, farma wiatrowa 30 MW

3.3. Wpływ turbin wiatrowych na systemem elektroenergetyczny

Wpływ źródeł wiatrowych na system elektroenergetyczny zależy przede wszystkim od szczególnych cech czynnika napędowego jakim jest wiatr oraz od właściwości konstrukcyjnych turbin wiatrowych. Zmiany momentu mechanicznego, wynikające ze zmian prędkości wiatru związane są głównie ze stochastycznym charakterem tych zmian. Ich częstotliwość zawiera się w przedziale od kilku do 10 Hz, a amplituda nie przekracza kilkunastu procent średniej prędkości wiatru [2]. Ponadto, wahania momentu mechanicznego wynikają z porywów wiatru o amplitudzie do kilkudziesięciu procent wartości średniej i okresie do kilkudziesięciu sekund. Dodatkowo, źródłem zmian momentu mechanicznego jest duża zależność prędkości wiatru od wysokości nad poziomem gruntu. Źródłem zmiennego momentu mechanicznego są także cechy konstrukcyjne turbin wiatrowych, co w konsekwencji objawia się zmianami mocy czynnej generowanej do sieci. Przede wszystkim jest to spowodowane efektami aerodynamicznymi, a w szczególności przejściem łopaty wirnika przed wieżą elektrowni (ang. shadow effect). Przejście łopaty

² Szczegółowy opis farmy wiatrowej oraz sposobu jej przyłączenia zaprezentowano w Załączniku F.

wirnika przed wieżą elektrowni skutkuje okresowym zmniejszeniem momentu mechanicznego na wale turbiny. Częstotliwość tych zmian jest proporcjonalna do prędkości wirnika i liczby łopat i wynosi około 1-1,5 Hz dla turbin wiatrowych z trzema łopatami. Amplituda tych zmian zależy głównie od obciążenia i może osiągać nawet kilkadziesiąt procent wartości średniej [85, 114].

Kolejnym efektem aerodynamicznym wpływającym na zmienność momentu mechanicznego jest nierównomierne rozłożenie prędkości wiatru i turbulencje w obszarze turbiny wiatrowej. Prędkość wiatru zwiększa się bowiem ze wzrostem wysokości. Częstotliwość tych oscylacji jest proporcjonalna do prędkości obrotowej turbiny, a ich amplituda sięga kilku procent średniej wartości momentu mechanicznego.

Zmienność mocy czynnej generowanej przez turbiny jest również wynikiem złożonych oscylacji wieży, wirnika, przekładni i łopat wirnika. Częstotliwość tych zmian mieści się w zakresie od dziesiątych części do kilku Hz, a ich amplituda może osiągać do kilku procent wartości średniej momentu mechanicznego [68].

Niekorzystne oddziaływanie elektrowni wiatrowych na system elektroenergetyczny może być również spowodowane przez urządzenia energoelektroniczne (np. przekształtniki, układy soft-startu), które mogą generować składowe odkształcające przebiegi czasowe prądów i napięć.

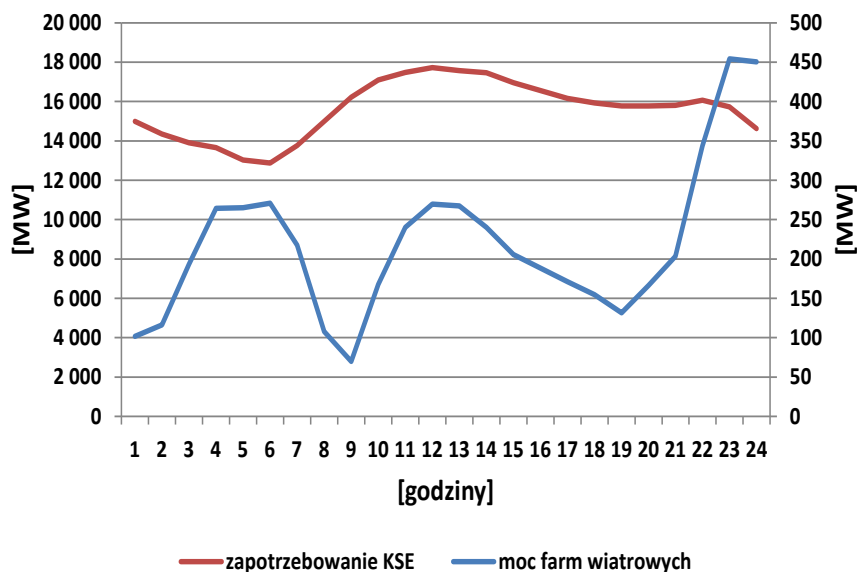
Mając na uwadze sposób połączenia źródeł wiatrowych z systemem elektroenergetycznym, szerzej opisany w rozdziale 4, oraz liczbę i moc przyłączonych jednostek, wpływ źródeł wiatrowych na system elektroenergetyczny może mieć charakter zarówno globalny jak i lokalny.

Oddziaływanie turbin wiatrowych na system elektroenergetyczny o charakterze globalnym jest naturalną konsekwencją przyłączania elektrowni wiatrowych do systemu elektroenergetycznego, lecz przyczyn występowania nie można przypisać do pojedynczej jednostki wytwórczej czy też całej farmy. Z perspektywy całego systemu elektroenergetycznego, elektrownie wiatrowe mają wpływ na [13]:

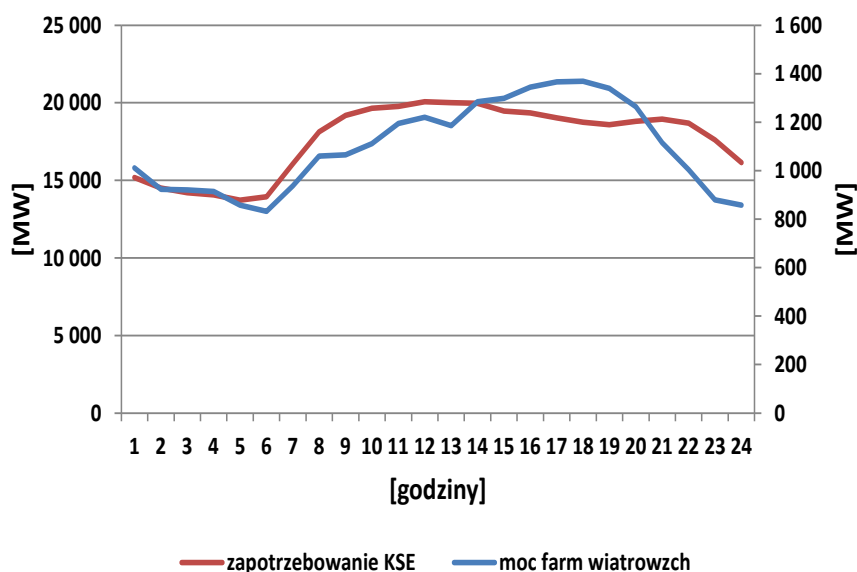
- statyczną i dynamiczną równowagę systemu,
- przepływy mocy biernej,
- regulację napięcia,
- regulację częstotliwości,
- dysponowanie jednostkami konwencjonalnymi.

Umieszczenie źródeł wiatrowych, o niewielkich mocach jednostkowych, którymi nie da się sterować centralnie, których zdolność do pracy silnie zależy od warunków zewnętrznych, może negatywnie oddziaływać na niezawodność dostaw energii elektrycznej oraz równowagę systemu elektroenergetycznego. Niewątpliwie, o skali oddziaływania decyduje poziom mocy zainstalowanej w źródłach wiatrowych i ich udział w potencjale wytwórczym systemu [105]. Na rysunku 3.8 i 3.9 zaprezentowano przykładowe korelacje pomiędzy zapotrzebowaniem mocy w systemie elektroenergetycznym i generacją ze źródeł

wiatrowych, dla przypadku niskiego (3.8) i wysokiego (3.9) poziomu generacji mocy w elektrowniach wiatrowych.



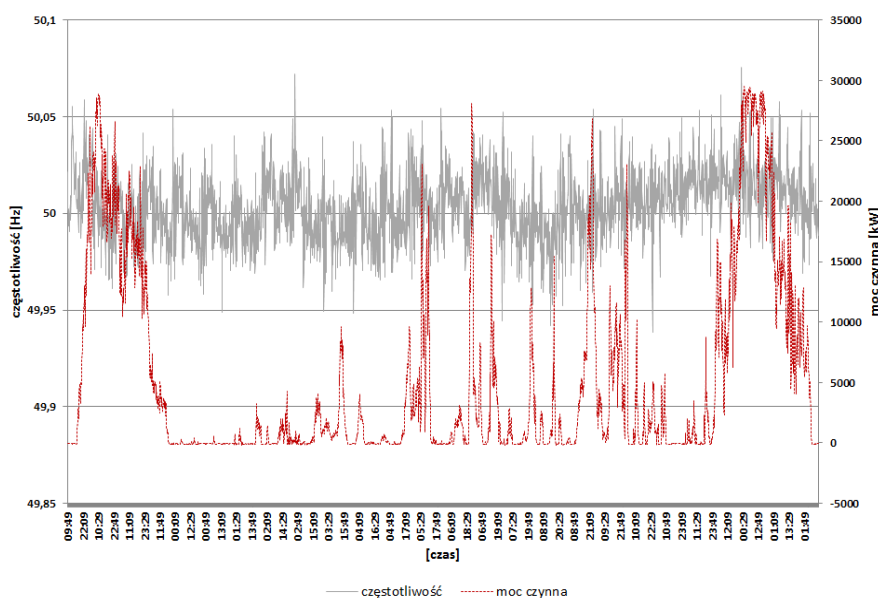
Rys. 3.8. Zapotrzebowanie na moc w KSE oraz generacja mocy w źródłach wiatrowych – niski poziom generacji w źródłach wiatrowych [134]



Rys. 3.9. Zapotrzebowanie na moc w KSE oraz generacja mocy w źródłach wiatrowych – wysoki poziom generacji w źródłach wiatrowych [134]

Generacja energii elektrycznej w elektrowniach wiatrowych może być dobrze (rysunek 3.9) lub źle (rysunek 3.10) skorelowana czasowo z zapotrzebowaniem systemu elektroenergetycznego. Zaprezentowane dane pozwalają potwierdzić opinie o dużej dynamice zmian wielkości produkcji w ujęciu systemowym (od 50 do prawie 1500 MW w godzinie) źródeł wiatrowych. Brak dokładnej predykcji wielkości generacji prowadzi do konieczności bilansowania przez jednostki konwencjonalne zmienności mocy (prognozowanych oraz tych nie prognozowanych) wywołanej energetyką wiatrową, tak aby zapewnić zapotrzebowanie na moc w systemie elektroenergetycznym.

Innym niezwykle istotnym aspektem współpracy źródeł wiatrowych z systemem elektroenergetycznym jest udział tego typu źródeł w regulacji napięcia. Biorąc pod uwagę, że są to źródła rozproszone (duża farma wiatrowa o mocy np. 50 MW składa się z co najmniej 25 turbin wiatrowych o mocy 2 MW każda) w chwili obecnej udział farm wiatrowych w regulacji napięcia jest niewielki. Kwestia regulacji napięć musi być szczególnie brana pod uwagę, kiedy zamiast konwencjonalnych generatorów synchronicznych w odległych lokalizacjach na dużą skalę instalowane są turbiny wiatrowe. Turbiny wiatrowe, które w chwili obecnej nie są regulowane, nie biorą również udziału w regulacji pierwotnej częstotliwości³ [13, 57]. Z przeprowadzonych przez autora pomiarów na farmie wiatrowej Lipniki (dalej w pracy FW Lipniki) o mocy 30 MW, której opis szczegółowy zamieszczono w Załączniku G, wynika że generacja energii w elektrowniach wiatrowych nie wpływa na zmiany częstotliwości. Wyniki pomiarów przedstawiono na rysunku 3.10.



Rys. 3.10. Częstotliwość, moc czynna (wartości 10 minutowe), FW Lipniki 30 MW, sieć 110 kV

Aby ograniczyć niekorzystne oddziaływanie źródeł wiatrowych na system elektroenergetyczny, nowo określone warunki przyłączenia określają zasady pracy źródeł wiatrowych w trakcie zakłóceń mogących pojawić się w systemie. Szczegółowe wymagania stawiane przez operatorów sieci w stosunku do turbin wiatrowych, znalazły się między innymi w [53, 54]. W pracy [111] przedstawiono między innymi analizę współpracy farmy wiatrowej z siecią WN w stanach dynamicznych (warunki obniżonego napięcia, zapady napięcia wywołane zwarcie). Warto odnotować, prowadzoną w kraju obecnie dyskusję nad wykorzystaniem farm wiatrowych do regulacji napięcia w systemie elektroenergetycznym [57.]

³ Zgodnie z [53] i [54] jedynie farmy wiatrowe o mocy powyżej 50 MW muszą posiadać układy umożliwiające regulację częstotliwości. Należy jednak wskazać, że na wniosek operatora sieci farmy wiatrowe o mocy poniżej 50 MW wyposaża się w układy umożliwiające regulację mocy wyjściowej.

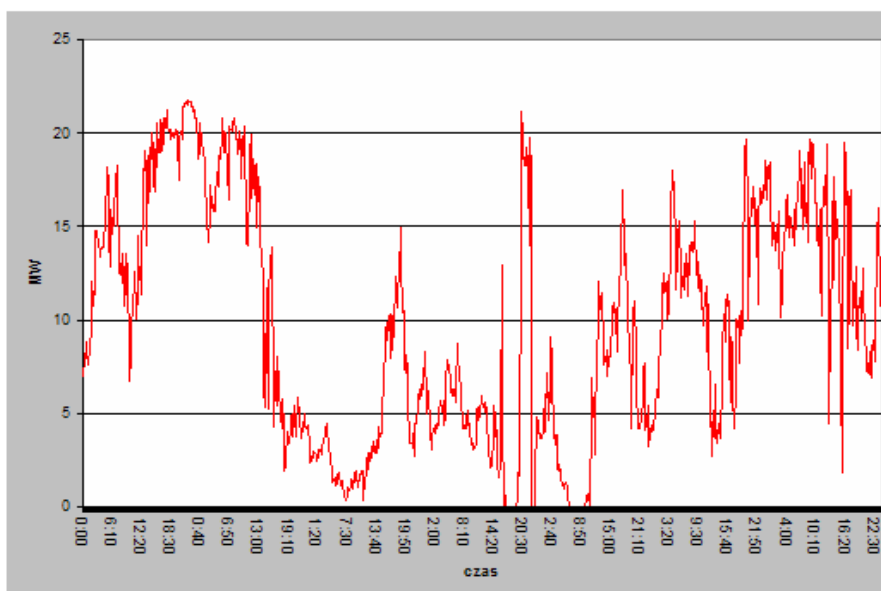
Źródła wiatrowe wpływają także lokalnie na sieć i przyłączone do niej obiekty. Ten rodzaj oddziaływania jest w dużym stopniu niezależny od liczby elektrowni wiatrowych w systemie i występuje dla każdej pracującej turbiny lub farmy wiatrowej. Lokalnie, elektrownie wiatrowe mają wpływ na następujące parametry systemu elektroenergetycznego [13]:

- przepływy mocy w sieciach,
- poziom strat,
- napięcia w węzłach systemu,
- pracę układów i nastaw zabezpieczeń,
- prądy zwarciove,
- JDEE.

W kolejnych rozdziałach omówiono najważniejsze z wymienionych zagadnień. Przedstawione rejestracje pochodzą z przeprowadzonych przez autora pracy pomiarów parametrów JDEE w miejscach przyłączenia elektrowni wiatrowych, opisanych szczegółowo w Załącznikach E, F i G.

3.3.1. Poziomy mocy generowanej oraz przepływy mocy

Pomimo wyposażenia większości dużych farm wiatrowych⁴ w nadrzędne układy regulacji mocy, większość z pracujących obecnie turbin i farm wiatrowych nie jest regulowana [68]. Główną przyczyną są wynikające z przepisów prawa preferencje dla energii pochodzącej ze źródeł odnawialnych [130].

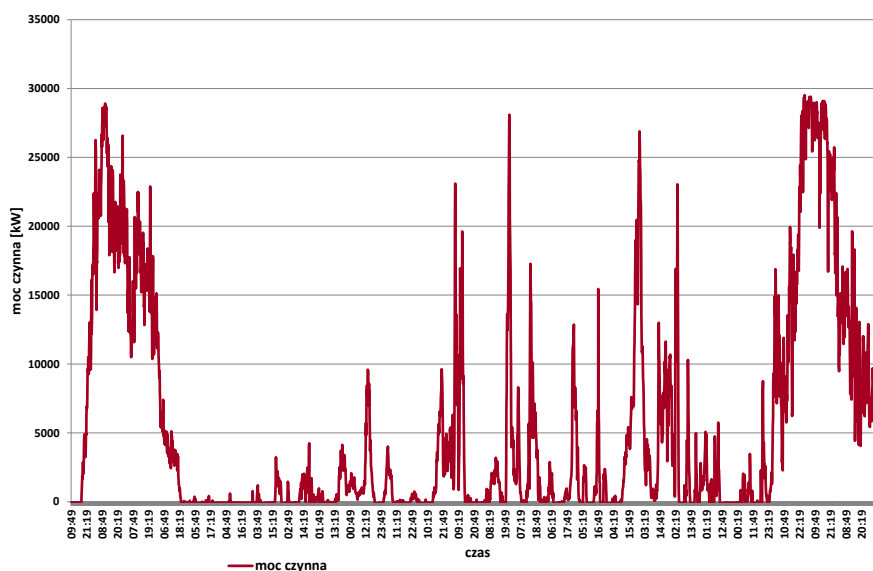


Rys. 3.11. Moc czynna (kolor czerwony), FW Zagórze o mocy 30 MW, sieć 110 kV (wartości 10 minutowe)

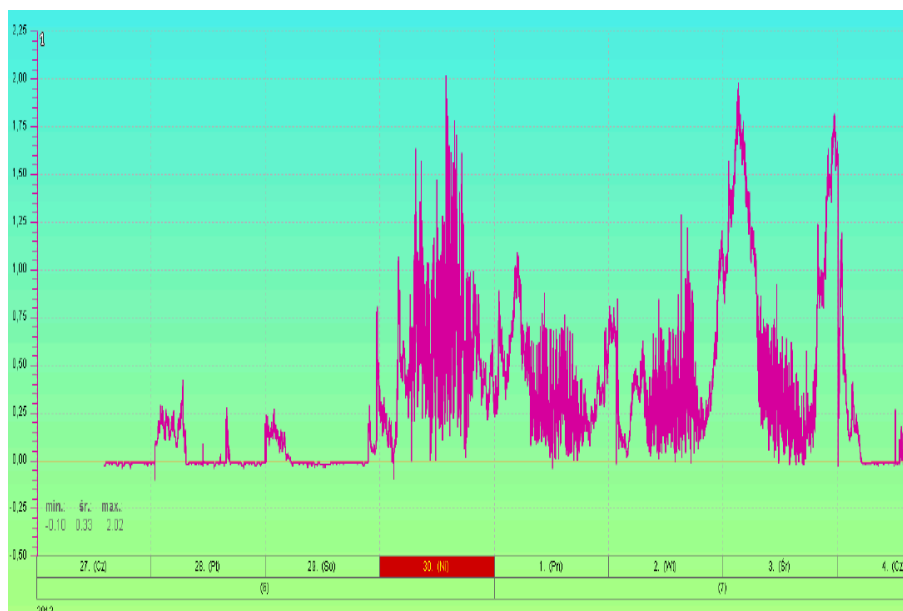
Skutkiem tego, turbiny wiatrowe generują do sieci moc czynną zależną jedynie od bieżących warunków wiatrowych. Duża zmienność prędkości wiatru skutkuje nieustannymi zmianami

⁴ O mocy znamionowej powyżej 30 MW.

energii wprowadzanej do systemu elektroenergetycznego [55, 67]. Na rysunku 3.11 i 3.12 przedstawiono przykładowe rzeczywiste przebiegi mocy czynnej farm wiatrowych przyłączonych do sieci WN. Wykonane przez autora pomiary w innych lokalizacjach, w różnych częściach kraju (wielkopolska, Śląsk) w sieciach SN potwierdzają te obserwacje. Przykładowe wyniki pomiarów przedstawiono na rysunku 3.13 i 3.14.

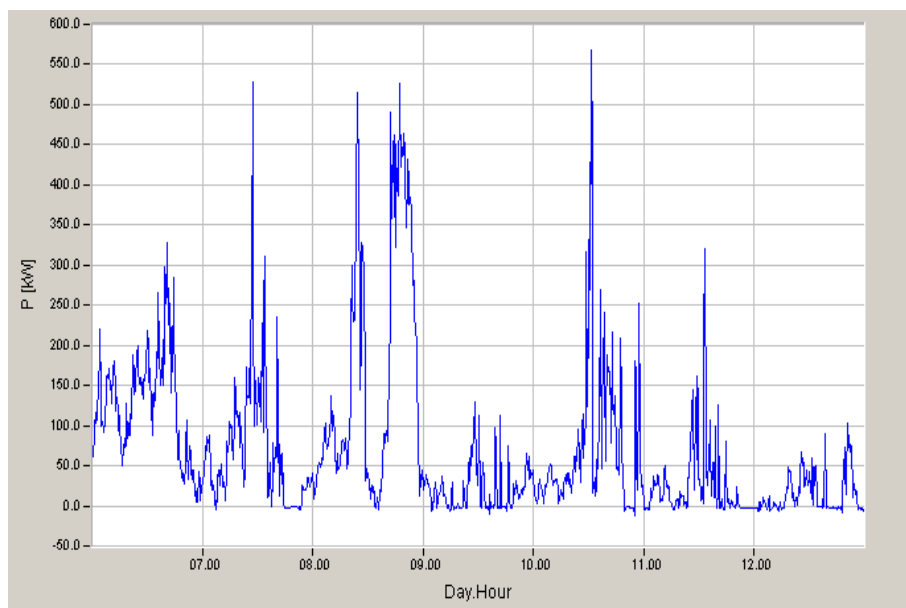


Rys. 3.12. Moc czynna, FW Lipniki o mocy 30 MW, sieć 110 kV (wartości 10 minutowe)



Rys. 3.13. Moc czynna, FW o mocy 2 MW, sieć 15 kV (wartości 10 minutowe)⁵

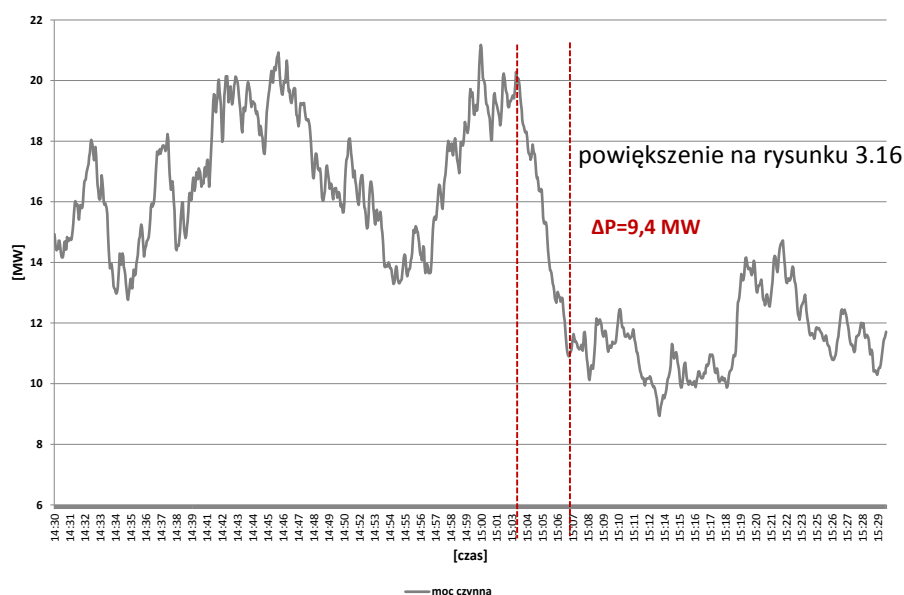
⁵ Różna forma graficzna rysunku 3.13 od pozostałych rysunków prezentowanych w pracy wynika z ograniczeń eksportu danych z systemu pomiarowego



Rys. 3.14. Moc czynna, FW Zagorzyce o mocy 750 kW, sieć 15 kV (wartości 10 minutowe)

Uzyskane w trakcie pomiarów zarówno w sieci WN jak i SN wyniki potwierdziły również opinie, że dla źródeł wiatrowych stopień wykorzystania mocy zainstalowanej jest niewielki. Według danych [134] w 2012 roku stopień wykorzystania mocy zainstalowanej⁶ farm wiatrowych w Polsce wyniósł 22,7%, a w 2013 roku, był niewiele większy i wyniósł prawie 23%. Dla FW Lipniki, w całym okresie pomiarowym (3 miesiące), stopień wykorzystania mocy był niższy i wyniósł około 11%.

W celu weryfikacji reakcji źródeł wiatrowych w warunkach dynamicznych, na rysunku 3.15 przedstawiono przebieg mocy czynnej w okresie jednej godziny (wartości 3 sekundowe) zarejestrowany na FW Lipniki.

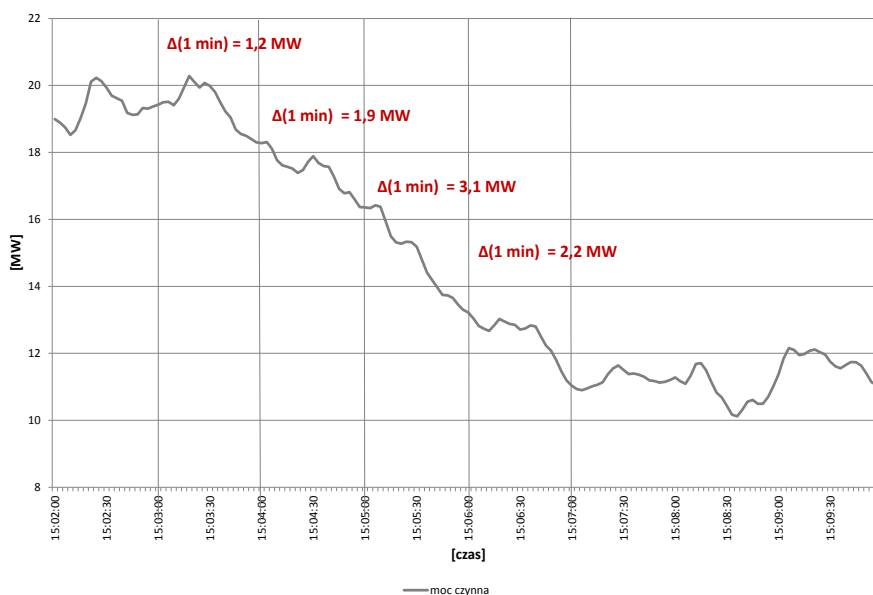


Rys. 3.15. Moc czynna, FW Lipniki o mocy 30 MW, sieć 110 kV (wartości 3 sekundowe)

⁶ Stopień wykorzystania mocy zainstalowanej to stosunek energii wyprodukowanej przez źródło wykorzystujące energię z wiatru do maksymalnej możliwej generacji z tego źródła.

Zaznaczono zmniejszenie generacji o około 30% mocy zainstalowanej, które zaistniało w okresie około 4 minut. Podkreślić należy, że zmiany mocy czynnej podczas pracy turbin wiatrowych dla małych prędkości wiatru, mniejszych od wartości znamionowej, będą znacznie większe od zmian mocy czynnej przy prędkościach wiatru większych od prędkości znamionowej.

Zgodnie z [54] podczas pracy farmy bez ograniczeń, a także w trakcie rozruchu i odstawień farmy wiatrowej, średni gradient zmiany mocy czynnej farmy wiatrowej nie może przekraczać 10% mocy znamionowej farmy na minutę. Wymagane jest ponadto, aby w przypadku przekroczenia maksymalnej dopuszczalnej prędkości wiatru proces odstawiania z pracy poszczególnych turbin wiatrowych odbywał się w jak najdłuższym czasie, przy zapewnieniu bezpieczeństwa urządzeń. Na kolejnym rysunku (3.16), przedstawiono powiększenie przebiegu mocy czynnej podczas zarejestrowanego zmniejszenia wielkości generacji. Oszacowano poszczególne gradienty zmian mocy. Warto zauważyć, że podczas zarejestrowanego zdarzenia, średni gradient zmiany mocy w okresie jednej minuty (dla jednej wartości) nieznacznie przekroczył wartość 10% mocy zainstalowanej.

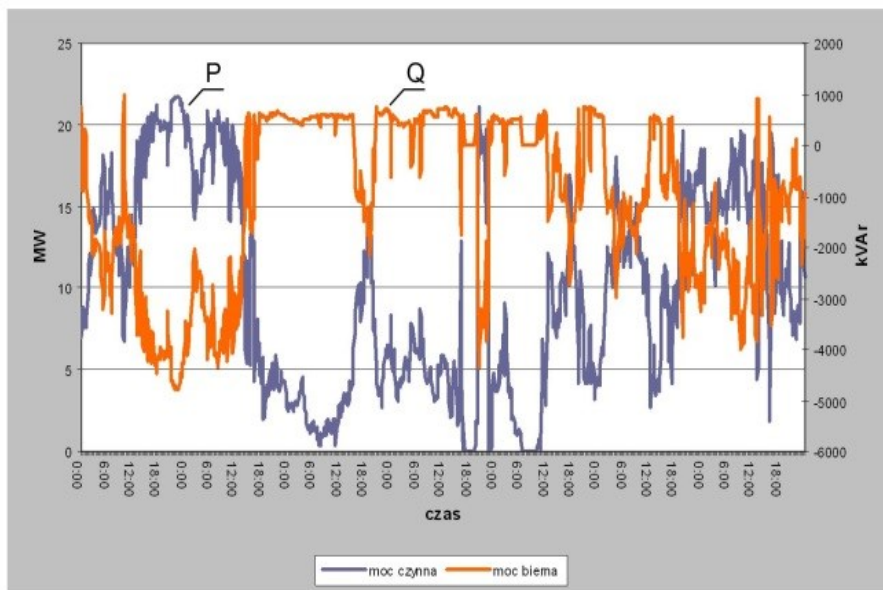


Rys. 3.16. Moc czynna, FW Lipniki o mocy 30 MW, sieć 110 kV (wartości 3 sekundowe) – powiększenie fragmentu zaznaczonego na rysunku 3.16

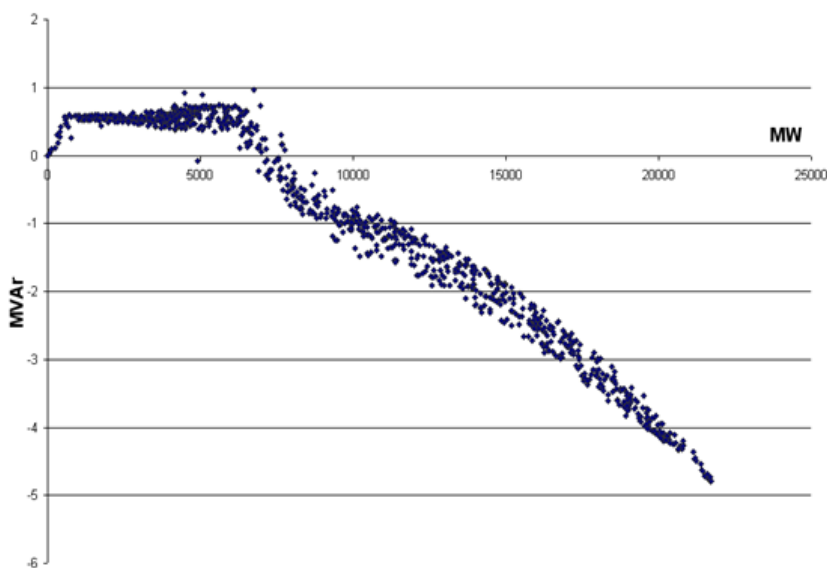
Ograniczenie gradientu zmian mocy ma na celu ochronę systemu elektroenergetycznego przed szybkimi zmianami mocy skutkującymi zmianami napięć i częstotliwości w KSE.

Oddziaływanie źródeł wiatrowych na wartość napięcia w miejscu przyłączenia zależy przede wszystkim od przyjętej strategii zarządzania mocą bierną [57]. Wykonane przez autora pomiary wskazują na różny sposób zarządzania mocą bierną w poszczególnych lokalizacjach. Dla FW Zagórze (Załącznik E) zarejestrowano dużą moc bierną o charakterze indukcyjnym podczas pracy farmy. Natomiast FW Lipniki (Załącznik G) jest źródłem mocy biernej o charakterze pojemnościowym w całym zakresie generowanej mocy. Przebiegi mocy

czynnej i biernej oraz charakterystyki skorelowane dla FW Zagórze przedstawiono na rysunku 3.17 i 3.18.



Rys. 3.17. Moc czynna i bierna FW Zagórze o mocy 30 MW, sieć 110kV (wartości 10 minutowe)⁷

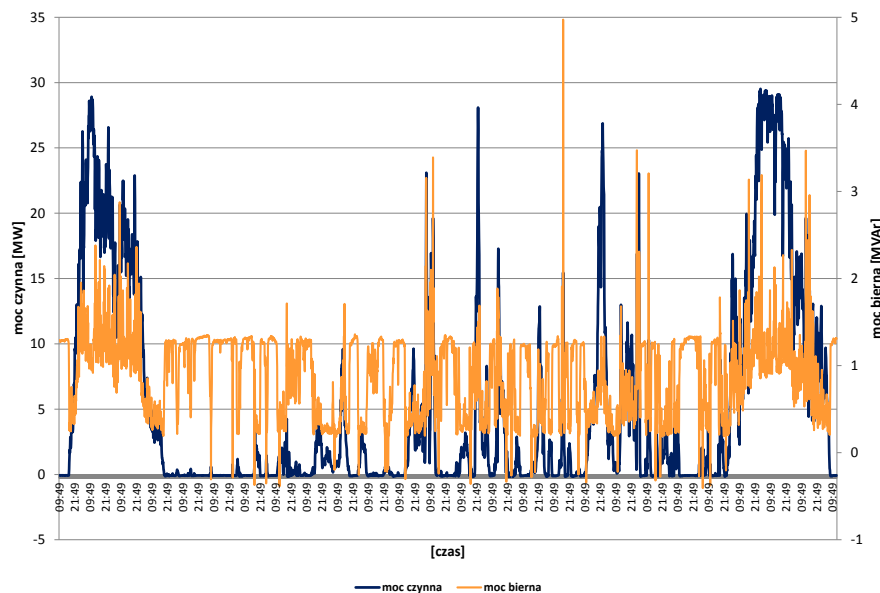


Rys. 3.18. Korelacja moc czynna i bierna FW Zagórze o mocy 30 MW, sieć 110kV (wartości 10 minutowe)

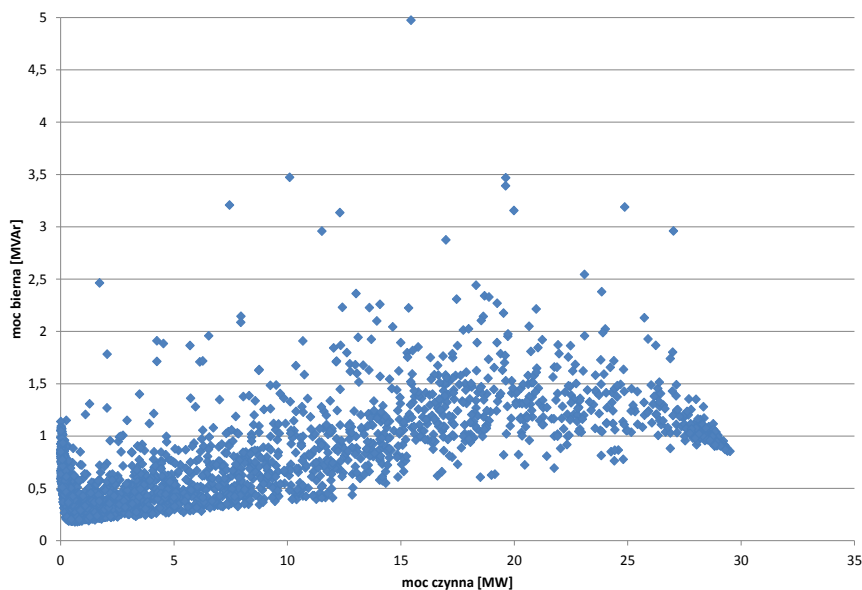
Widać wyraźnie duże zapotrzebowanie FW Zagórze na moc bierną oraz zakres zmian mocy czynnej, w którym farma pobiera z sieci moc bierną o charakterze indukcyjnym. Z uwagi na zaobserwowaną zależność w poborze i produkcji mocy czynnej i biernej przez FW Zagórze, jednym z wniosków zawartych w [76] było przeprowadzenie analizy poprawności działania zastosowanego algorytmu sterowania.

⁷ W całej pracy ujemne wartości mocy biernej oznaczają moc bierną o charakterze indukcyjnym. Wartości dodatnie mocy biernej oznaczają moc bierną o charakterze pojemnościowym.

Natomiast na FW Lipniki, w całym zakresie generacji zarejestrowano moc bierną o charakterze pojemnościowym (rysunek 3.19). Potwierdzeniem tego jest również charakterystyka skorelowana mocy czynnej i biernej przedstawiona na rysunku 3.20.



Rys. 3.19. Moc czynna i bierna FW Lipniki o mocy 30 MW, sieć 110 kV (wartości 10 minutowe)

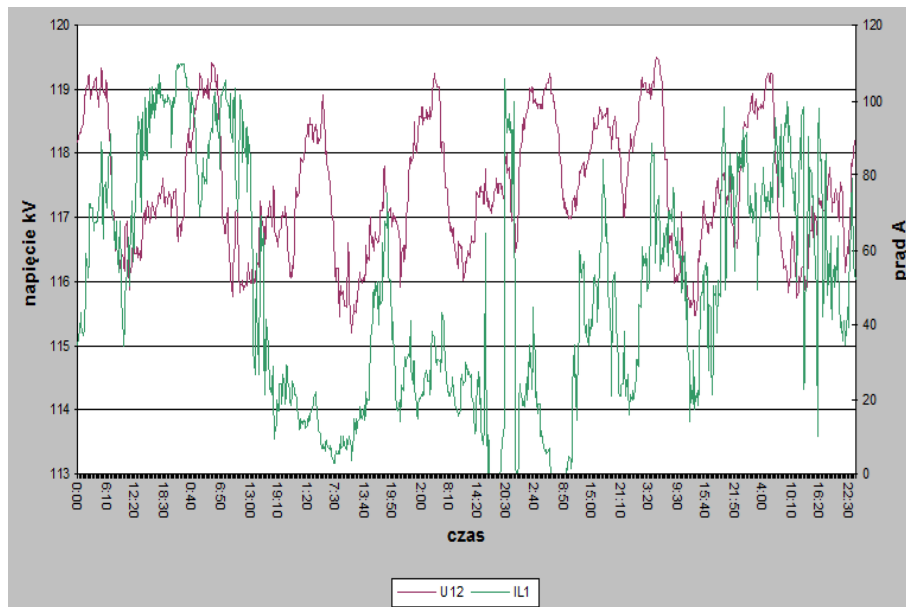


Rys. 3.20. Korelacja moc czynna i bierna FW Lipniki o mocy 30 MW, sieć 110 kV (wartości 10 minutowe)

Na podstawie wykonanych przez autora pomiarów w miejscach przyłączenia źródeł wiatrowych do sieci można potwierdzić pogląd, że w okresach zerowej lub małej produkcji mocy czynnej, farmy wiatrowe stają się źródłem mocy biernej o charakterze pojemnościowym. Jest to spowodowane pojemnościami słabo obciążonych linii kablowych SN łączących poszczególne turbiny wiatrowe z rozdzielnią w miejscu przyłączenia.

3.3.2. Wartość napięcia

Praca turbin wiatrowych jako źródeł energii elektrycznej będzie wpływać na wartość napięcia w sieci, zarówno w miejscu przyłączenia jak i węzłach sąsiednich. Potwierdzają to wyniki przeprowadzonych pomiarów parametrów JDEE.



Rys. 3.21. Napięcie i prąd fazowy FW Zagórze o mocy 30 MW, sieć 110 kV (wartości 10 minutowe)

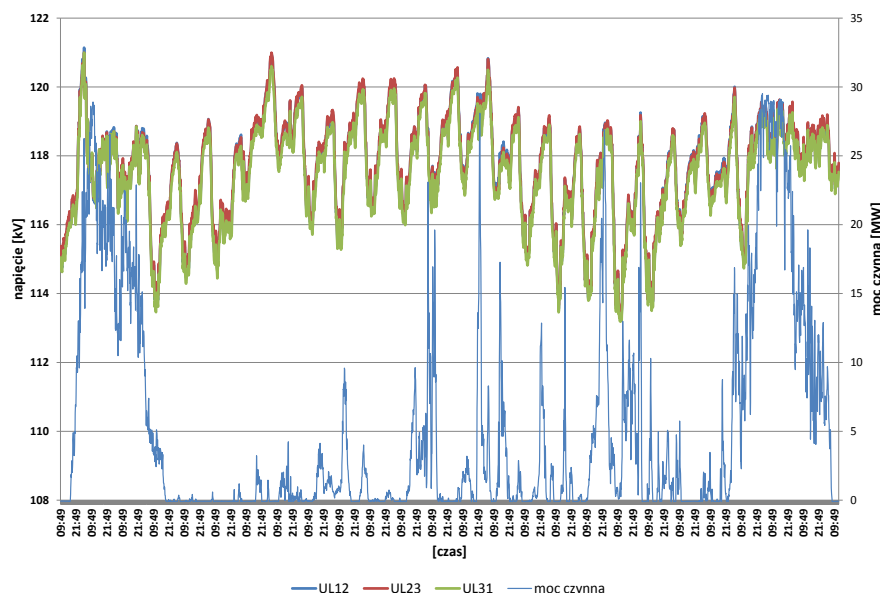
Dla FW Zagórze (Załącznik E) przeprowadzone pomiary wykazały brak istotnego wpływu na zmianę wartości napięć w punkcie przyłączenia oraz w węzłach sąsiednich. Przykładowe wyniki rejestracji przedstawiono na rysunku 3.21. Wyznaczona względna zmiana napięcia przy zmianie wielkości generacji o 20 MW nie przekroczyła 0,65%. Jak wykazano w [76] jest to spowodowane dużą „sztywnością” sieci 110 kV w miejscu przyłączenia (charakteryzowanej poziomem mocy zwarciowej) oraz układem pracy sieci 110 kV w tym obszarze.

Natomiast w punkcie przyłączenia FW Lipniki zarejestrowano dużą zmienność wartości napięcia (113 - 121 kV). Przykładowe wyniki pomiarów przedstawiono na rysunku 3.22. \ Zestawienie wartości minimalnych (wartości 10 ms), maksymalnych (wartości 10 ms) i CP95% (wartości 10 min) zaprezentowano w tabeli 3.3.

W całym okresie pomiarowym, wartość średnia napięcia mieściła się w granicach dopuszczalnych ($\pm 10\% U_N$).

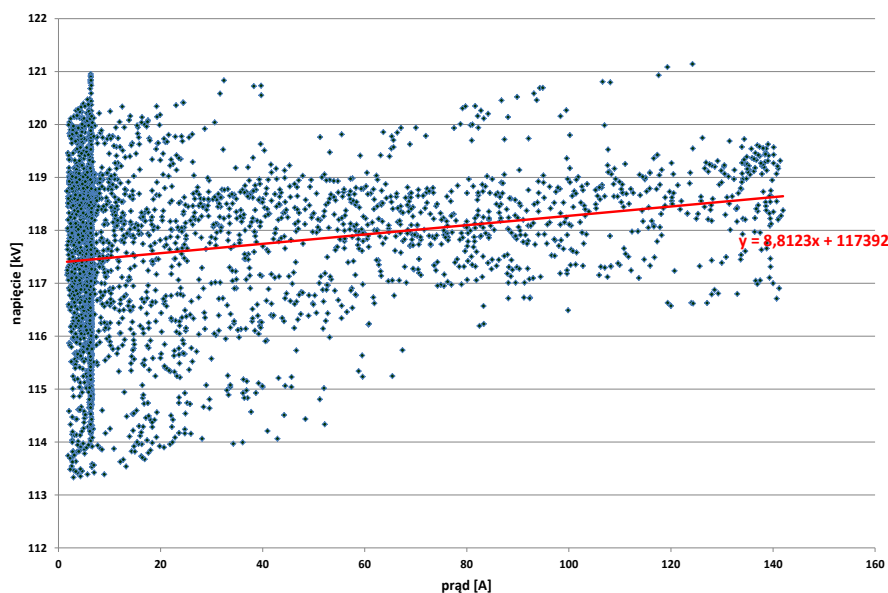
Tabela 3.3 Zarejestrowane wartości napięcia w poszczególnych okresach pomiarowych (wartości 10 minutowe)

Napięcie [V]	okres pomiarowy I			okres pomiarowy II		
	L12	L23	L31	L12	L23	L31
Wartość MIN	113 656	113 667	113 429	113 332	113 392	113 192
Wartość MAX	119 875	119 755	119 602	121 140	120 993	120 996
CP95%	118 840	118 808	118 580	119 833	119 866	119 585



Rys. 3.22. Wartość średnia napięcia, moc czynna, FW Lipniki 30 MW, sieć 110 kV, (wartości 10 minutowe)

Z przeprowadzonych pomiarów i dokonanej analizy otrzymanych danych wynika, że pomimo zarejestrowanej dużej zmienności wartości napięcia i wielkości generacji, FW Lipniki ma niewielki wpływ na wartość napięcia w miejscu przyłączenia. Względna zmiana napięcia, przy zmianie wielkości generacji o 25 MW nie przekroczyła 2%. Potwierdzeniem zaobserwowanej zależności wartości napięcia od wielkości mocy czynnej FW Lipniki jest charakterystyka skorelowana napięcia w miejscu przyłączenia i prądu FW Lipniki zaprezentowana na rysunku 3.23.

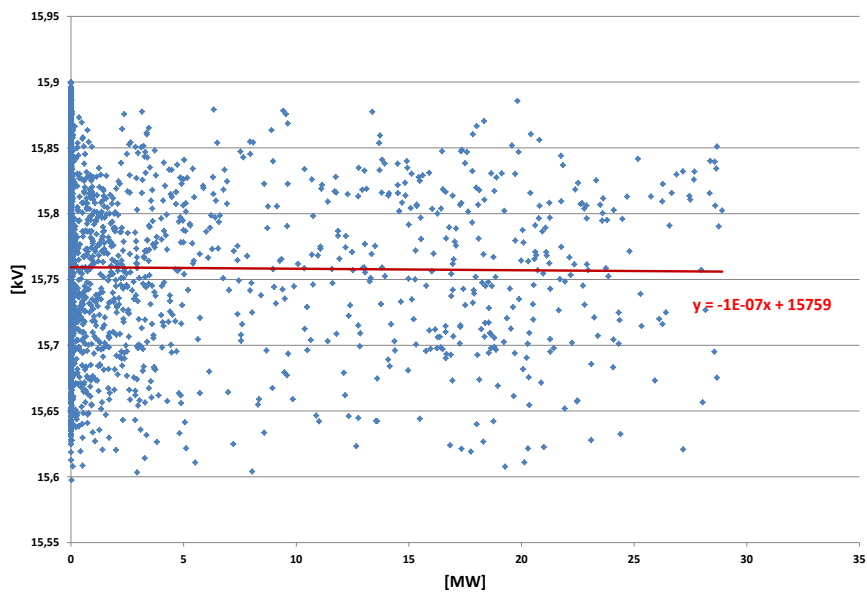


Rys. 3.23. Korelacja czasowa - napięcie na szynach WN oraz moc czynna, FW Lipniki 30 MW, (wartości 10 minutowe)

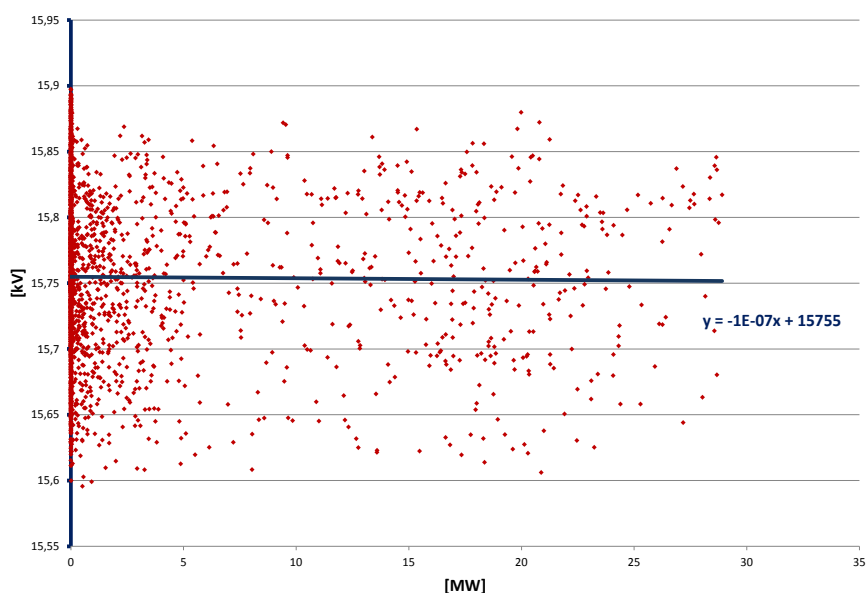
W punkcie przyłączenia FW Lipniki rozważano także wpływ generacji na poziom napięcia w sieci SN przyłączonej do GPZ Cieszanowice, do którego przyłączona jest również FW Lipniki. Schemat GPZ Cieszanowice przedstawiono w Załączniku G. W tym celu wykonano

charakterystyki skorelowane napięcia na szynach 15 kV w GPZ Cieszanowice i mocy czynnej FW Lipniki. Wyniki pomiarów zaprezentowano na rysunku 3.24 i 3.25.

Jak widać z danych zamieszczonych na rysunku 3.24 i 3.25 poziom napięcia na szynach SN w GPZ Cieszanowice praktycznie nie zależy od generacji FW Lipniki. Co więcej, w analizowanym okresie pomiarowym nie stwierdzono przekroczeń dopuszczalnych wartości napięcia w sieci SN.



Rys. 3.24. Korelacja napięcia na szynach SN sekcja II oraz mocy czynnej, FW Lipniki 30 MW, (wartości 10 minutowe)

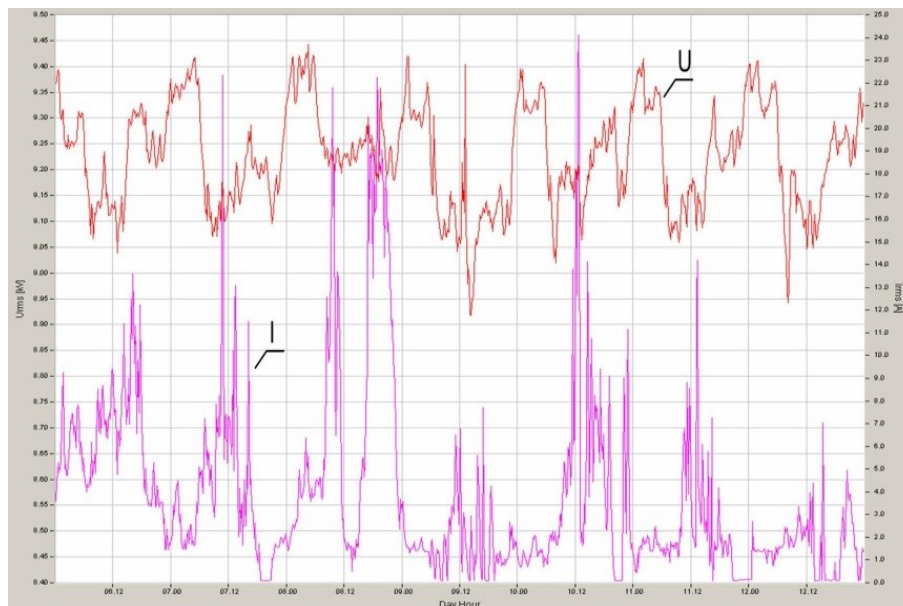


Rys. 3.25. Korelacja napięcia na szynach SN sekcja II oraz mocy czynnej, FW Lipniki 30 MW, (wartości 10 minutowe)

Wpływ turbin wiatrowych na wartość napięcia w sieciach SN badano także w innych lokalizacjach (Załącznik F). Podczas wykonanych pomiarów, w żadnym z analizowanych przypadków nie zarejestrowano przekroczeń dopuszczalnych poziomów napięć w punktach przyłączenia poszczególnych farm wiatrowych [80]. Na rysunku 3.26 przedstawiono przykładowe porównanie czasowe prądu farmy oraz napięcia w miejscu przyłączenia (farma wiatrowa 4 –Załącznik F).

Mając na uwadze wnioski zawarte w literaturze [m.in. 20, 55] oraz uzyskane przez autora wyniki, można stwierdzić, że faktyczny wpływ źródeł wiatrowych na warunki napięciowe w przyłączanym węźle będzie uzależniony od:

- mocy zwarciowej systemu w punkcie przyłączenia,
- mocy znamionowej źródła,
- układu pracy oraz stopnia obciążenia sieci.



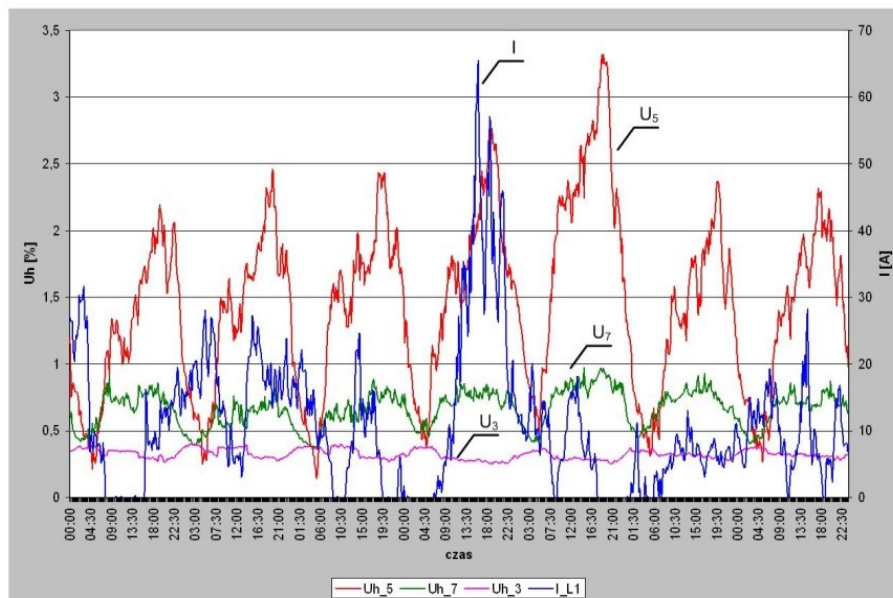
Rys. 3.26. Wartość średnia napięcia, prąd fazowy, farma wiatrowa 4, 750 kW, sieć 15 kV, (wartości 10 minutowe)

3.3.3. Harmoniczne prądu i napięcia

Oceniając wpływ źródeł wiatrowych na system elektroenergetyczny, należy uwzględnić również emisję harmonicznych prądów i napięć, będącą wynikiem pracy układów energoelektronicznych stosowanych w źródłach wiatrowych.

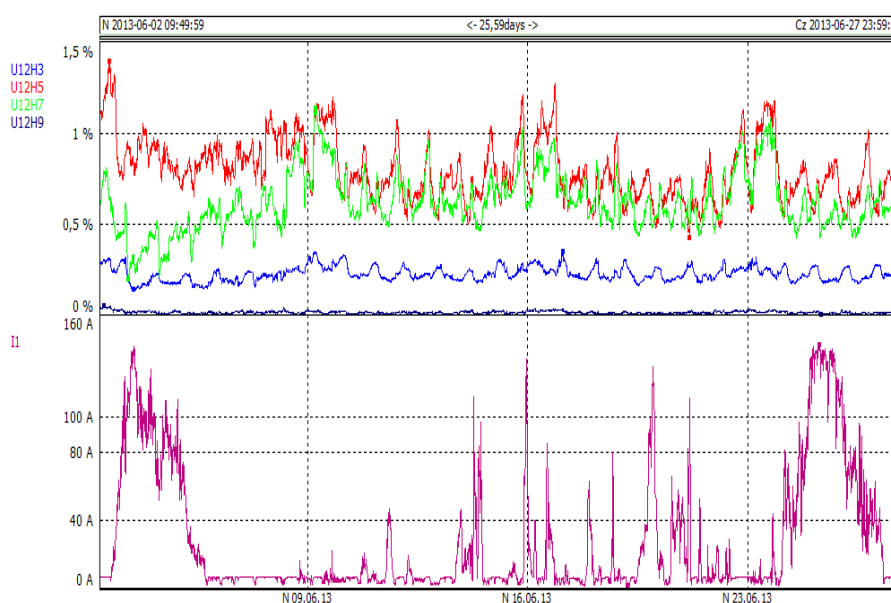
Przeprowadzone przez autora pomiary potwierdzają, że zarówno w przypadku źródeł przyłączonych do sieci WN jak i SN, w rezultacie stosowania przez producentów turbin wiatrowych nowoczesnych układów energoelektronicznych można to zagadnienie uznać za obecnie mało znaczące. Potwierdzeniem tego są także dane zawarte w sprawozdaniach z badań jakości energii elektrycznej wytworzonej przez turbiny wiatrowe (tzw. wind testy). Warto jednakże odnotować, że nowoczesne turbiny wiatrowe mogą generować

harmoniczne prądu wyższych rzędów (36, 38 i 40) i interharmoniczne o wartościach przekraczających poziomy dopuszczalne [22].



Rys. 3.28. Wybrane harmoniczne napięcia (3, 5, 7) i prądu, FW Zagórze 30 MW, sieć 110 kV, (wartości 10 minutowe)

Podczas przeprowadzonych pomiarów, w punkcie przyłączenia FW Zagórze zarejestrowano znaczny udział harmonicznych napięcia, szczególnie 5 i 7 harmonicznej. Porównanie czasowe przebiegów harmonicznych napięcia oraz prądu farmy (rysunek 3.28) wskazuje, że zarejestrowane odkształcenia nie są wynikiem pracy farmy wiatrowej lecz pochodzą od strony sieci. Jak wykazano w [76], wzrost poziomu odkształceń (szczególnie 5 i 7 harmonicznej) został zarejestrowany w okresach szczytu obciążenia w systemie elektroenergetycznym. Co więcej, zarejestrowane odkształcenie miało charakter niemal stały i niezależny od pracy analizowanej farmy.

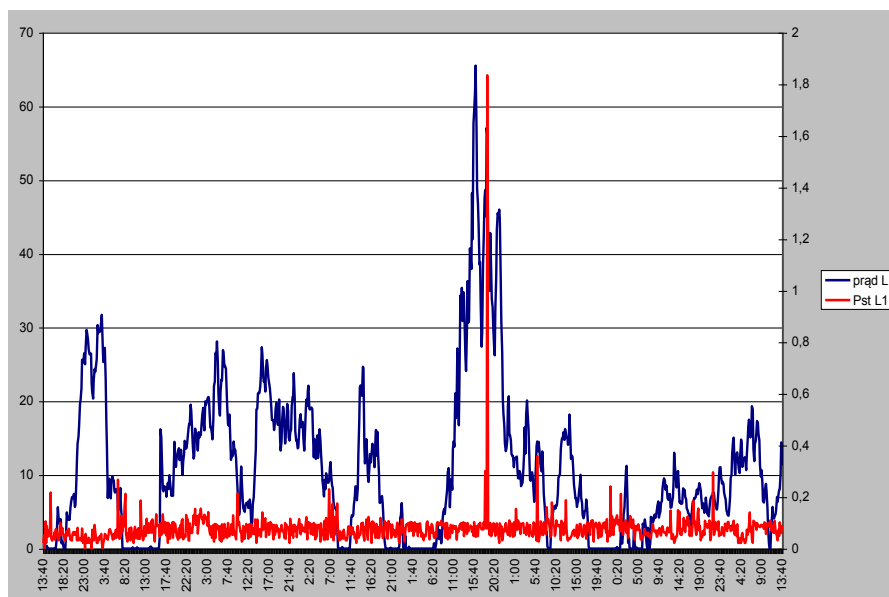


Rys. 3.29. Korelacja czasowa wybranych harmonicznych napięcia (3, 5, 7) i prądu FW Lipniki

Przekroczenia dopuszczalnych poziomów odkształceń zarejestrowano w godzinach popołudniowych i wieczornych, a także podczas dni wolnych od pracy. Wynika z tego, iż wysoki poziom odkształceń spowodowany jest przez odbiorców komunalnych, a nie pracę farmy wiatrowej. Podobne wnioski, co do braku wpływu źródeł wiatrowych na poziom odkształcenia napięcia, można wyciągnąć na podstawie rejestracji dokonanych na FW Lipniki (rysunek 3.29).

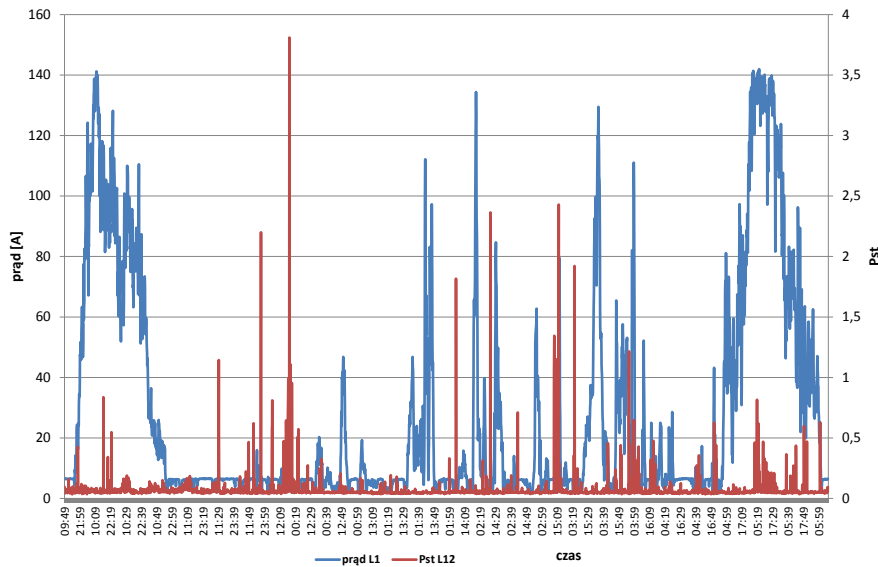
3.3.4. Wahania napięcia

Biorąc pod uwagę informacje zawarte w rozdziale 3, turbiny wiatrowe mogą być źródłem wahań napięcia. W celu oceny rzeczywistego wpływ źródeł wiatrowych na wahania napięcia w trakcie przeprowadzonych pomiarów JDEE rejestrowano współczynniki wahań napięcia. Dla turbin wiatrowych o zmiennej prędkości obrotowej, przyłączonych do sieci WN (FW Zagórze, FW Lipniki) nie zarejestrowano przekroczeń dopuszczalnych wartości współczynników wahań napięcia. Wykonane pomiary pozwoliły stwierdzić, że zarówno podczas pracy ciągłej jak i operacji łączeniowych wpływ turbin wiatrowych na wahania napięcia jest pomijalnie mały. Jak widać na rysunkach 3.30 i 3.31 zmiany współczynników wahań napięcia nie wykazują wpływu generacji na poziom wahań napięcia.

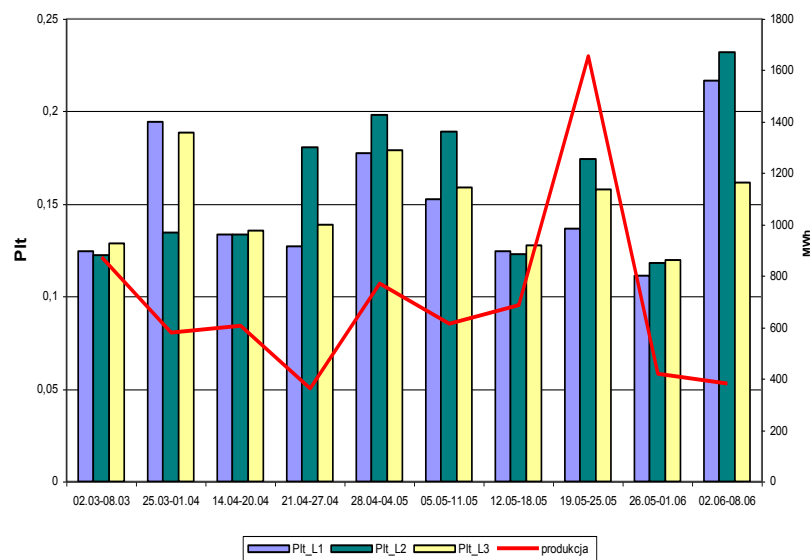


Rys. 3.30. Współczynnik wahań napięcia, prąd fazowy, FW Zagórze 30 MW, sieć 110 kV (wartości dla okresu jednego tygodnia)

Przeprowadzone w sieci WN pomiary współczynników wahań napięcia w miejscach przyłączenia farm wiatrowych miały charakter długookresowy. W dłuższym okresie czasu (okres pomiarowy około 3 miesiące) potwierdzono zaobserwowany dla danych tygodniowych znikomy wpływ turbin wiatrowych na wahania napięcia. Dla przykładu, na rysunku 3.32 przedstawiono wartości współczynników wahań napięcia w poszczególnych tygodniach pomiarowych zarejestrowanych w miejscu przyłączenia FW Zagórze.



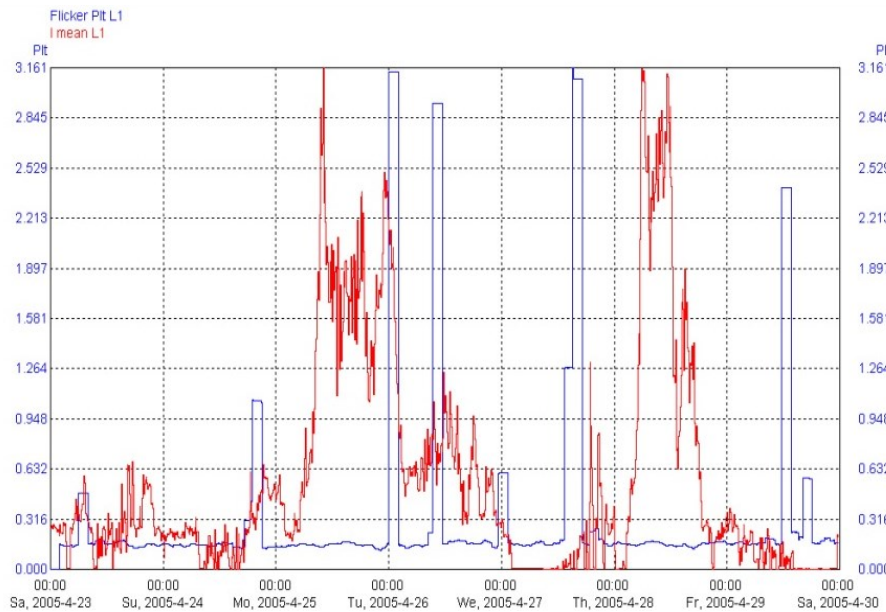
Rys. 3.31. Współczynnik wahań napięcia, prąd fazowy, FW Lipniki 30 MW, sieć 110 kV (wartości dla okresu trzech tygodni)



Rys. 3.32. Współczynnik wahań napięcia oraz energia, FW Zagórze 30MW, sieć 110 kV (wartości CP95% dla poszczególnych tygodni)

Ocenę rzeczywistego wpływu turbin wiatrowych przeprowadzono także dla turbin wiatrowych ze stałą prędkością obrotową przyłączonych do sieci SN (Załącznik F). Wykonane przez autora pomiary wykazały w miejscach przyłączenia poszczególnych turbin wiatrowych jak i w całej sieci SN duży poziom wahań napięcia, znaczenie przekraczający wartości dopuszczalne. Analiza, którą przedstawiono w [81] wykazała, że zarejestrowane wahania napięcia były spowodowane zapadami napięcia i nie były powodowane pracą źródeł wiatrowych.

Przykładowe porównanie wartości współczynnika wahań napięcia i prądu fazowego farmy przedstawiono na rysunku 3.33. Szerzej zjawisko wahań napięcia spowodowanych zapadami opisano w rozdziale 10.



Rys. 3.33. Długookresowy współczynnik wahań napięcia wiatrak 6, 750 kW, sieć 15 kW (tydzień pomiarowy)

Na podstawie przeprowadzonych przez autora pomiarów oraz szczegółowej analizy wyników, można stwierdzić, że zarówno w sieci WN jak i SN, w analizowanych przypadkach wpływ źródeł wiatrowych na wahania napięcia jest pomijalnie mały.

4. Przyłączenie źródeł odnawialnych do sieci elektroenergetycznych

Aby przyłączyć OZE do sieci elektroenergetycznej należy spełnić szereg warunków formalno – prawnych wynikających z przepisów prawa. Większość wymagań w zakresie przyłączania źródeł, w tym OZE wynika z [107, 130]. Proces przyłączenia do sieci elektroenergetycznej rozpoczyna się z chwilą złożenia przez inwestora wniosku o określenie warunków przyłączenia. Zgodnie z [130] wniosek powinien zawierać:

- dokument potwierdzający tytuł prawny do korzystania z obiektu (nieruchomości),
- plan zabudowy lub szkic określający usytuowanie (lokalizacje) przyłączanego obiektu,
- elektryczny i topograficzny schemat instalacji wewnętrznej,
- charakterystykę mocy turbiny wiatrowej oraz wyciąg ze sprawozdania z badań jakości energii elektrycznej wytworzonej przez turbiny wiatrowe.

Ponadto, dla źródeł wytwórczych przyłączanych do sieci SN, WN i NN należy dołączyć:

- wypis i wyrys z miejscowego planu zagospodarowania przestrzennego albo, w przypadku braku takiego planu, decyzję o warunkach zabudowy i zagospodarowania terenu dla nieruchomości określonej we wniosku,
- potwierdzenie uiszczenia zaliczki na poczet opłaty za przyłączenie.

W trakcie analizy możliwości przyłączenia operator sieci dokonuje oceny technicznych i ekonomicznych możliwości przyłączenia oraz ewentualnych uzgodnień z innymi operatorami systemu, a także sporządza ekspertyzę wpływu przyłączanych urządzeń na system elektroenergetyczny. Wyniki ekspertyzy analizowane są pod kątem możliwości przyłączenia oraz konieczności przeprowadzenia inwestycji sieciowych, polegających na rozbudowie lub modernizacji istniejących sieci, a wymaganych dla przyłączenia danego źródła wytwórczego. Analizując możliwość przyłączenia uwzględnia się wyniki analizy oraz bierze się pod uwagę inwestycje określone w planie rozwoju danego OSD, a jeśli przyłączenie wymaga inwestycji w sieci innych OSD lub OSP również plany rozwoju sąsiednich operatorów. Warunki przyłączenia są ważne dwa lata i w okresie ich ważności stanowią warunkowe zobowiązanie operatora do zawarcia umowy o. Na podstawie warunków przyłączenia, możliwe jest zawarcie umowy o przyłączenie pomiędzy inwestorem a operatorem sieci. Umowa o przyłączenie jest podstawą do rozpoczęcia prac projektowych, a po uzgodnieniu projektu technicznego i uzyskaniu wymaganych zgód i pozwoleń administracyjnych do realizacji inwestycji. Kolejnym krokiem jest przeprowadzenie wszelkich prób jak i odbiorów częściowych, końcowych oraz ostatecznego odbioru rozbudowywanej sieci, przyłącza i przyłączanych urządzeń. Po przeprowadzeniu odbiorów inwestor powinien zawrzeć z operatorem sieci umowę o świadczenie usług dystrybucji energii elektrycznej.

4.1. Ekspertyzy wpływu przyłączenia

Zgodnie z obowiązującymi przepisami prawa, dla odbiorców powyżej 5 MW i źródeł powyżej

2 MW mocy przyłączeniowej, na etapie określania warunków przyłączenia musi zostać sporządzona ekspertyza wpływu przyłączanych urządzeń na system elektroenergetyczny. W przypadku przyłączania źródeł wiatrowych do systemu elektroenergetycznego, w ekspertyzach ze względu na JDEE rozpatruje się wpływ przyłączanych źródeł na wahania oraz odkształcenie napięcia w miejscu przyłączenia. Współczynniki wahań napięcia spowodowane pracą turbin wiatrowych wyznacza się dla pracy ciągłej turbin wiatrowych oraz procesów łączeniowych. Podstawą sporządzania stosownych obliczeń jest norma [51]. Ekspertyza wpływu jest jednym z podstawowych dokumentów, na podstawie których operator sieci określa warunki przyłączenia. Sporządzany dokument powinien określić techniczną możliwość przyłączenia konkretnej instalacji wytwórczej w danej lokalizacji sieciowej. Zakres ekspertyzy dla sieci WN uzgadniany jest z OSP. Aby wykluczyć wątpliwości dotyczące obiektywności wykonawcy i przedstawionych wniosków odnośnie przyłączenia, ekspertyzy wykonywane są na zlecenie operatora sieci przez niezależne firmy lub ośrodki badawcze i uwzględniane w kosztach przyłączenia. Podstawowy zakres ekspertyzy przedstawiono w tabeli 4.1.

Tabela 4.1. Przykładowy zakres ekspertyzy wpływu przyłączanych urządzeń na system elektroenergetyczny

Lp	Zakres ekspertyzy
1.	Specyfikacja techniczna przyłączanej instalacji
2.	Analiza rozptyłów mocy czynnej i biernej
3.	Analiza profili napięciowych w punkcie przyłączenia oraz w sieci elektroenergetycznej bezpośrednio związanej z miejscem przyłączenia
4.	Analiza regulacji napięć w przyłączanej instalacji wytwórczej
5.	Obliczenia parametrów zwarciovych w sieci elektroenergetycznej bezpośrednio związanej z miejscem przyłączenia
6.	Określenie wpływu przyłączanej instalacji wytwórczej na JDEE
7.	Analiza wpływu przyłączanej instalacji wytwórczej na automatykę zabezpieczeniową
8.	Wskazanie ewentualnej rozbudowy lub modernizacji sieci elektroenergetycznej, związanej z przyłączeniem instalacji wytwórczej
9.	Wnioski częściowe i końcowe

Analiza rozptyłów mocy wykonywana jest na podstawie rzeczywistych modeli sieci i systemu elektroenergetycznego. W analizach uwzględnia się planowane inwestycje w sieci OSP i OSD oraz wzrost zapotrzebowania na moc w systemie elektroenergetycznym. Najczęściej przeprowadza się obliczenia wariantowe, uwzględniając przy tym rozwój sieci dla poszczególnych lat oraz inne źródła, dla których wydano warunki przyłączenia lub określono zakresy ekspertyz. Na tej podstawie, analizuje się wpływ przyłączanego źródła na napięcia i rozptyły mocy w wybranym fragmencie systemu, w stanie normalnym i awaryjnym (kryterium n-1) dla charakterystycznych stanów pracy sieci: doliny letniej oraz szczytu letniego i zimowego. Na tym etapie sprawdza się także wystąpienie przekroczeń

dopuszczalnych wartości napięć oraz obciążeń powyżej dopuszczalnej długotrwałej obciążalności poszczególnych elementów sieci.

Kolejnym istotnym elementem ekspertyzy jest analiza zwarciowa, na podstawie której szacuje się wzrost mocy i prądów zwarciovych spowodowanych przyłączeniem danego źródła wytwórczego. Do tego celu wykorzystywany jest również model rozptylowy z uwzględnieniem stanu poszczególnych łączników w sieci OSP i OSD. W wykonywanych obliczeniach sprawdza się warunek przekroczenia dopuszczalnej wytrzymałości zwarciowej elementów stacji.

W ekspertyzie ocenia się również wpływ przyłączanego źródła na JDEE. Metodologię wyznaczenia wartości współczynników wahań napięcia, którą stosuje się w ekspertyzach wpływu omówiono w rozdziale 12. W ekspertyzach analizuje się również wpływ przyłączanego źródła na działanie EAZ. Identyfikowane są rodzaje oraz funkcje istniejących zabezpieczeń i układów EAZ w danej sieci oraz cechy charakterystyczne poszczególnych źródeł, które mogą mieć wpływ na działanie EAZ. W analizie szczególnie należy uwzględnić zachowanie się źródła podczas zwarć w systemie oraz możliwość pracy źródła podczas zakłóceń.

W trakcie realizacji niniejszej pracy, autor brał również udział w opracowaniu ekspertyz wpływu źródeł wiatrowych na sieć SN jednego z operatorów systemu dystrybucyjnego.

4.2. Zasady finansowania przyłączenia

Zgodnie z [130], operator sieci ma publicznie – prawny obowiązek zawarcia umowy o przyłączenie a także zapewnienia realizacji i finansowania budowy i rozbudowy sieci związanej z przyłączeniem. Podmioty ubiegające się o przyłączenie dzieli się na grupy przyłączeniowe, biorąc pod uwagę parametry sieci, standardy JDEE oraz rodzaj i wielkość przyłączanych urządzeń, instalacji i sieci. Podział na grupy przyłączeniowe przedstawiono w tabeli 4.2.

Tabela 4.2. Podział odbiorców na grupy przyłączeniowe [130].

Grupa przyłączeniowa	Opis
grupa I	Podmioty przyłączane bezpośrednio do sieci o napięciu znamionowym wyższym niż 110 kV
grupa II	Podmioty przyłączane bezpośrednio do sieci o napięciu znamionowym 110 kV
grupa III	Podmioty przyłączane bezpośrednio do sieci o napięciu znamionowym wyższym niż 1 kV, lecz niższym niż 110 kV
grupa IV	Podmioty przyłączane bezpośrednio do sieci o napięciu znamionowym nie wyższym niż 1 kV oraz mocy przyłączeniowej większej niż 40 kW lub prądzie znamionowym zabezpieczenia przedlicznikowego w torze prądowym większym niż 63 A
grupa V	Podmioty przyłączane bezpośrednio do sieci o napięciu znamionowym

	nie wyższym niż 1 kV oraz mocy przyłączeniowej nie większej niż 40 kW i prądzie znamionowym zabezpieczenia przedlicznikowego w torze prądowym nie większym niż 63 A
grupa VI	Podmioty przyłączane do sieci poprzez tymczasowe przyłącze, które będzie, na zasadach określonych w umowie, zastąpione przyłączem docelowym, lub podmioty, których urządzenia, instalacje i sieci są przyłączane do sieci na czas określony, lecz nie dłuższy niż rok

Zgodnie z [130], za przyłączenie źródeł operator sieci pobiera opłatę przyłączeniową ustaloną na podstawie rzeczywistych nakładów poniesionych na realizację przyłączenia, z wyłączeniem odnawialnych źródeł energii o mocy elektrycznej zainstalowanej nie większej niż 5 MW oraz jednostek kogeneracji o mocy elektrycznej zainstalowanej mniejszej niż 1 MW, za których przyłączenie pobiera się połowę opłaty ustalonej na podstawie rzeczywistych nakładów. Zgodnie z ugruntowanym w ostatnich latach orzecnictwem sądowym w zakresie przyłączania podmiotów (w szczególności źródeł), do wyznaczenia opłaty za przyłączenia operator sieci uwzględnia jedynie rzeczywiste nakłady poniesione na realizację przyłącza. Wszelkie nakłady na rozbudowę i/lub modernizacje sieci finansowane są przez operatora sieci poprzez uzgodniony plan rozwoju.

4.3. Sposoby przyłączania źródeł odnawialnych do sieci elektroenergetycznych

Przyłączenie nowego OZE wiąże się ze zmianą charakteru pracy sieci elektroenergetycznej jak i całego systemu [1]. Dotychczas z systematycznym rozwojem dużych zawodowych elektrowni konwencjonalnych, rozwijał się również system elektroenergetyczny, którego podstawowym celem było przesyłanie energii elektrycznej wytworzonej w stosunkowo małej liczbie elektrowni systemowych do wielu rozproszonych odbiorców końcowych. Wraz z rozwojem OZE, jednostki wytwórcze o różnych mocach znamionowych przyłączane są do sieci dystrybucyjnych, do których przyłączeni są także typowi odbiorcy energii elektrycznej. Kolejną zmianę sposobu funkcjonowania sieci (w tym przypadku sieci nN) zdaniem autora spowoduje rozwój energetyki prosumenckiej.

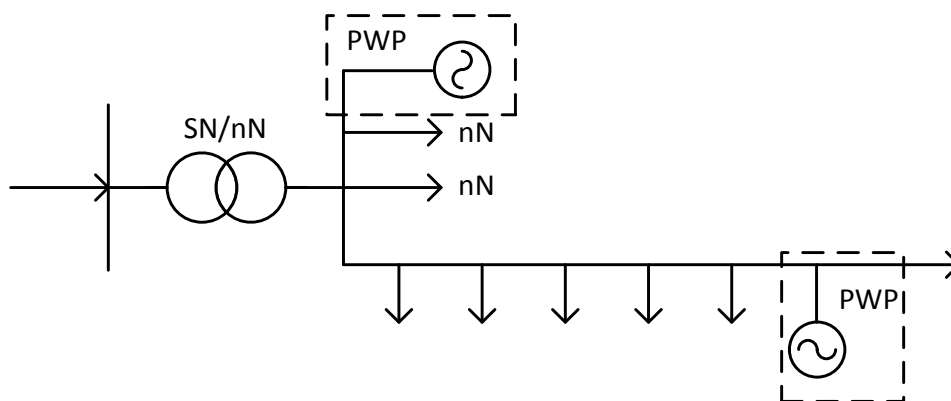
Mając na uwadze moce znamionowe źródeł odnawialnych, przyłączenie tych źródeł następuje zazwyczaj do SN i nN lub do sieci WN (farmy wiatrowe). Wyróżnia się następujące sposoby współpracy źródeł odnawialnych z siecią elektroenergetyczną:

- praca na sieć elektroenergetyczną,
- praca wyspowa,
- układ w którym istnieje możliwość współpracy z siecią zasilającą jak również możliwa jest praca na wydzielone odbiory energii elektrycznej.

W dalszej części niniejszego rozdziału przedstawiono możliwe sposoby przyłączenia odnawialnych źródeł energii do sieci elektroenergetycznej.

4.3.1. Przyłączenie do sieci nN

Przyłączenie OZE do sieci nN, może nastąpić do jednego z obwodów linii nN, do której przyłączeni są także inni odbiorcy energii elektrycznej. Miejsce przyłączenia, nazywane także punktem wspólnego przyłączenia (PWP) może występować na końcu bądź w środku obwodu. Poziom mocy źródła jest ograniczony przede wszystkim przekrojem przewodów obwodu nN, warunkami napięciowymi, mocą transformatora SN/nN oraz parametrami JDEE. Do sieci nN źródło odnawialne może być również przyłączone bezpośrednio do pola w rozdzielnicy nN w stacji SN/nN lub za pomocą wydzielonego obwodu sieci nN. Punktem przyłączenia są wtedy szyny nN w stacji Sn/nN. W porównaniu do przyłączenia do wspólnego obwodu niskiego napięcia, rozwiązanie to umożliwia przyłączenie źródła o zdecydowanie większej mocy.⁸ Na rysunku 4.1 przedstawiono możliwe sposoby przyłączenia źródeł odnawialnych do sieci nN.



Rys. 4.1. Przyłączenie źródła odnawialnego do sieci nN

W Polsce nie ma ogólnych zasad określających maksymalną moc źródeł jaką można przyłączyć do sieci nN. Każdy z operatorów sieci indywidualnie rozpatrując przyłączenie, posługuje się własnymi kryteriami oceny możliwości przyłączenia. Zdaniem autora, określenie takiej mocy może być kłopotliwe z uwagi na występujące w sieciach nN różnice w zakresie mocy zainstalowanego transformatora SN/nN, przekroju przewodów oraz wielkości obciążenia.

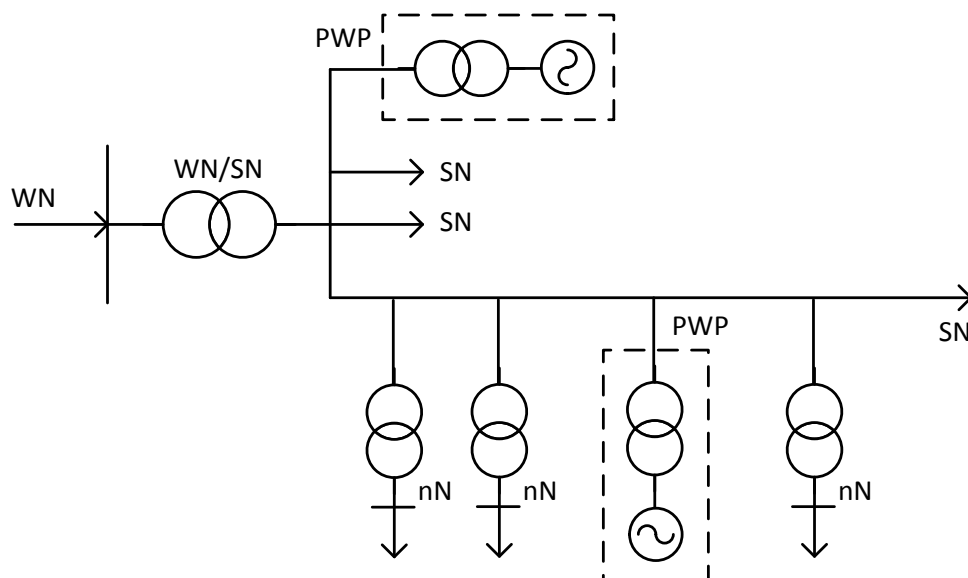
Mając na uwadze kryterium wahań napięcia, bezpośrednie przyłączenie źródła do pola rozdzielni nN będzie korzystniejsze z uwagi na poziom mocy zwarciowej jak i brak innych odbiorców bezpośrednio przyłączonych do danego punktu sieci.

4.3.2. Przyłączenie do sieci SN

Możliwe sposoby przyłączenia OZE do sieci SN pokazano na rysunku 4.2. Przyłączenie, podobnie jak w sieci nN może nastąpić w ciągu, na końcu linii lub bezpośrednio do pola rozdzielni SN. Wielkość mocy źródła jest głównie ograniczona poziomem mocy zwarciowej w

⁸ W Wielkiej Brytanii bezpośrednie przyłączenie do sieci niskiego napięcia stosuje się do mocy 50 kVA, natomiast do rozdzielni niskiego napięcia można przyłączyć źródło o mocy 200 - 250 kVA [55].

punkcie przyłączenia, przekrojem przewodów, warunkami napięciowymi, parametrami JDEE oraz wielkością transformatora WN/SN. Wraz ze wzrostem odległości od stacji WN/SN maleje możliwa moc zainstalowana źródła⁹. W Polsce, wartości graniczne mocy przyłączeniowych w sieci SN ustalane są indywidualnie przez poszczególnych operatorów sieci na etapie określania warunków przyłączenia.



Rys. 4.2. Przyłączenie źródła odnawialnego do sieci średniego napięcia

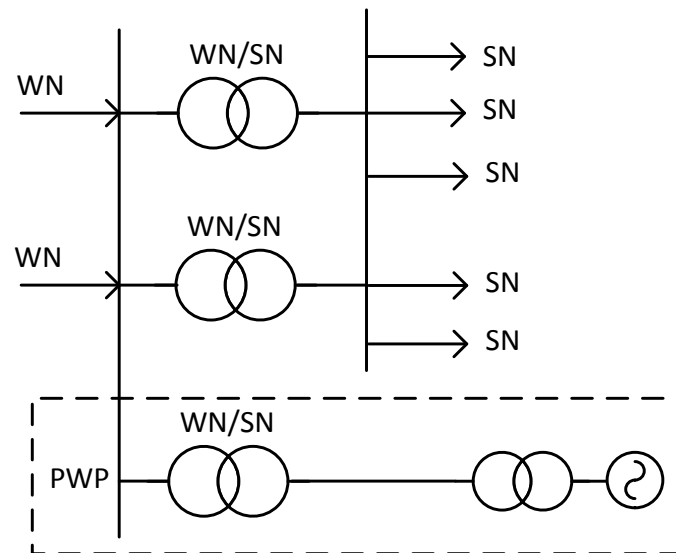
Mając na uwadze kryterium wahań napięcia, bezpośrednie przyłączenie źródła do pola rozdzielni SN będzie korzystniejsze z uwagi na wielkość mocy zwarciowej, bezpośrednio wpływającej na poziom wahań napięcia.

4.3.3. Przyłączenie do sieci WN

Przyłączenie OZE do sieci WN może nastąpić poprzez: napowietrzną lub kablową linię promieniową do pola w głównym punkcie zasilania (GPZ), lub poprzez wydzielony na potrzeby źródła GPZ (rysunek 4.3 i 4.4).

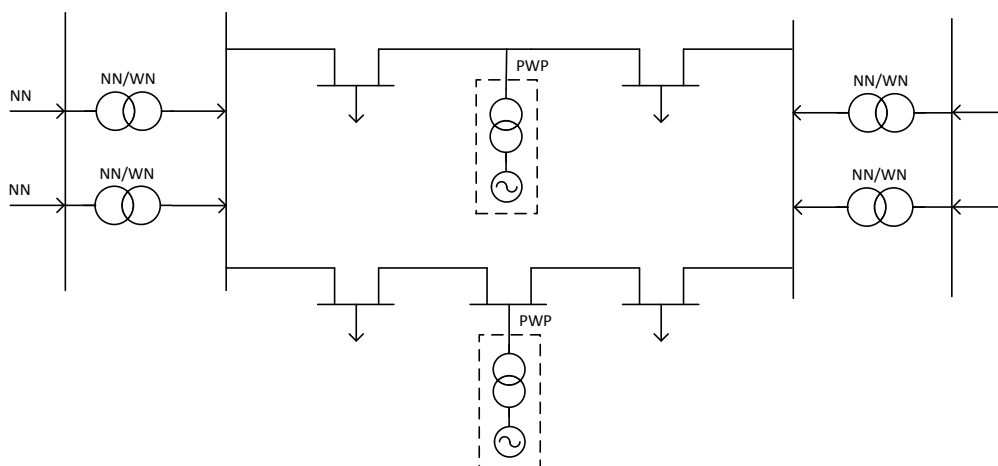
Przyłączenie do sieci WN, umożliwia wyprowadzenie dużo większej mocy (w stosunku do przyłączenia do sieci SN) oraz brak bezpośredniego oddziaływania na innych odbiorców energii elektrycznej na poziomie SN i nN. Ograniczenia wielkości generacji występują głównie z uwagi na warunki napięciowe, rozptywy mocy oraz możliwości przesyłowe (obciążalność prądową) poszczególnych linii WN. Linia łącząca GPZ w sieci OSD ze źródłem może być krótka lub długa, w zależności od lokalizacji źródła względem istniejącego GPZ-tu.

⁹ W Wielkiej Brytanii do sieci średniego napięcia o napięciu 11 kV można przyłączyć źródła o mocy od 2 do 3 MW, natomiast do szyn rozdzielni można przyłączyć nawet źródło o mocy 8 MW [55].



Rys.4.3. Przyłączenie źródła odnawialnego do wydzielonego pola w GPZ

Z uwagi na koszty, rozwiązania z długą linią zasilającą są rzadko spotykane. Głównym problemem tego sposobu przyłączenia, jest właściwa koordynacja zabezpieczeń sieci WN OSD, linii łączącej GPZ z rozdzielnią WN źródła oraz urządzeń (transformator, rozdzielnia) w stacji źródła. Przyłączenie krótkim odcinkiem linii WN pozwala wyeliminować te trudności, lecz nie jest także pozbawione wad, głównie związanych z koordynacją obwodów wtórnych urządzeń OSD i wytwórcy, gdyż część z urządzeń należących do wytwórcy może być zabudowana w stacji OSD. Innym możliwym sposobem przyłączenia źródeł wytwórczych do sieci WN jest przyłączenie poprzez tzw. odczep od ciągu liniowego WN lub poprzez wydzieloną stację WN na potrzeby źródła (rysunek 4.4). Z uwagi na trudności w prowadzeniu ruchu sieci WN oraz konfiguracji układów zabezpieczeń, rozwiązanie z odczepem nie jest preferowane, a w części OSD wręcz niedozwolone.



Rys. 4.4. Przyłączenie źródła odnawialnego do sieci wysokiego napięcia

4.4. Kryteria przyłączania OZE do sieci elektroenergetycznej nN i SN

Przyłączenie źródła do sieci nN wymaga oceny szeregu parametrów odwzorowujących wpływ źródła energii na warunki pracy sieci. Istotą wykonywanych analiz jest sprawdzenie, czy praca rozważanego źródła nie spowoduje przekroczenia dopuszczalnego poziomu parametrów JDEE czy też przeciążenia elementów sieci. Dla oceny możliwości przyłączenia niezbędne są dane i informacje o sieci (moc zwarciowa, kąt fazowy impedancji zwarciowej, parametry poszczególnych odcinków linii, transformatorów) w planowanym miejscu przyłączenia oraz dane przyłączanego źródła (moc pozorna, moc czynna, współczynnik mocy, charakterystyka mocy).

Ocena wpływu przyłączenia źródła na pracę sieci nN polega na:

- wyznaczeniu i porównaniu z dopuszczalnymi wartościami wskaźników wyszczególnionych w tabeli 4.3,
- sprawdzeniu długotrwałej obciążalności prądowej elementów sieci po przyłączeniu źródła,
- sprawdzeniu wytrzymałości zwarciowej urządzeń elektroenergetycznych.

Tabela 4.3. Kryteria przyłączania źródeł do sieci nN [100]

Kryterium	Opis	Wartość
wolna zmiana napięcia	Zgodnie z [92] dla odbiorników o fazowym prądzie <16 A i [90] dla odbiorników o fazowym prądzie <75 A ustalona względna zmiana napięcia wywołana pracą tych odbiorników nie powinna przekraczać 3,3%. Biorąc powyższe pod uwagę, zmiana wartości napięcia spowodowana pracą wszystkich jednostek wytwórczych w sieci nN nie powinna przekroczyć w żadnym z punktów tej sieci, w tym w rozpatrywanym punkcie 3% poziomu napięcia bez generacji.	$U_N \pm 10\%$ (dla sieci) $\Delta u_a \leq 3\%$ (dla źródła)
szybka zmiana napięcia	Szybka zmiana napięcia w punkcie przyłączenia spowodowana operacjami łączeniowymi w normalnych warunkach pracy sieci nie powinna przekroczyć 3% napięcia znamionowego w punkcie przyłączenia. Wartość ta nie może występować częściej niż raz na 10 minut	$d_d \leq 3\%$
wahania napięcia	Wartości współczynników wahań napięcia spowodowanych pracą źródła zmierzone w miejscu przyłączenia nie powinny być większe niż $P_{st} \leq 1$, $P_{lt} \leq 0,65$.	$P_{st} \leq 1$ $P_{lt} \leq 0,65$
harmoniczne prądu	Udział harmonicznych w prądzie generowanym ze źródła do sieci nN ma bezpośredni wpływ na wzrost harmonicznych w napięciu, ze względu na spadki napięć od odkształconego prądu na elementach impedancji systemu. Ograniczenie emisji	Wartości dopuszczalne harmonicznych w prądzie ustalone są przez normy: [89, 90] dla mikroźródeł oraz [92] dla urządzeń o

	harmonicznych w prądzie służy więc bezpośrednio zachowaniu ich poziomów dopuszczalnych w napięciu.	prądzie znamionowym do 16A, oraz [98] dla urządzeń o prądzie znamionowym >16A i <75A
asymetria napięcia	Norma [89] określa poziom kompatybilności dla pracy urządzeń w sieciach publicznych pod względem asymetrii na poziomie 2% składowej symetrycznej kolejności przeciwnej w odniesieniu do składowej symetrycznej kolejności zgodnej.	$k_{u2} < 2\%$
maksymalne prądy zwarciove	Wpływ źródła na prądy zwarciove w punkcie przyłączenia zależy od rodzaju jednostek generacji. Dla oszacowania prądu zwarciove płynącego od danego typu źródła przyjmuje się następujące wskaźniki: <ul style="list-style-type: none"> - $I_{KE} = 8I_{rE}$ dla generatorów synchronicznych, - $I_{KE} = 6I_{rE}$ dla generatorów asynchronicznych przyłączonych bezpośrednio do sieci, - $I_{KE} = 1,0I_{rE}$ dla źródeł przyłączanych przez przekształtnik (falownik). 	

Moc przyłączonych i planowanych do przyłączenia źródeł do sieci SN osiąga znaczne wartości, systematycznie rośnie, a ich sumaryczna moc może przekraczać wartość minimalnego zapotrzebowania przez odbiorców przyłączonych do danego węzła sieci (GPZ). Moc tych źródeł w przyszłości może mieć znaczący wpływ na warunki pracy sieci SN jak i WN, parametry JDEE oraz pracę układów zabezpieczeń. W celu oceny możliwości przyłączenia źródeł wytwórczych do sieci SN można zastosować kryteria, które zestawiono w tabeli 4.4.

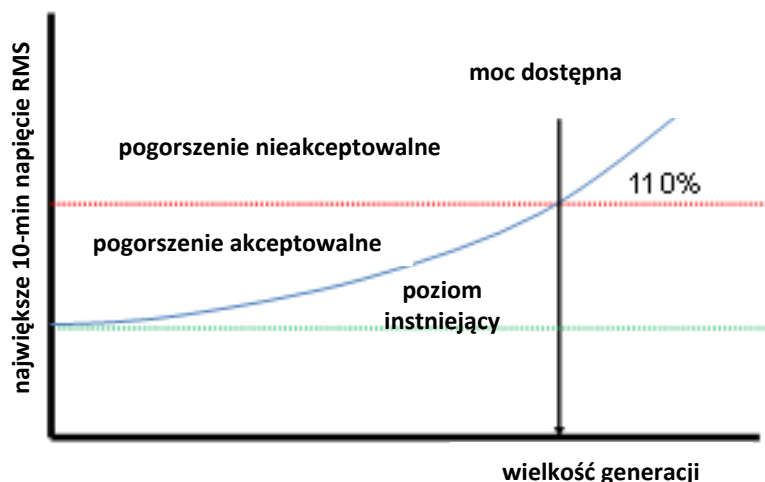
Tabela 4.4. Kryteria przyłączania źródeł do sieci SN [101]

Kryterium	Opis	Wartość
wolna zmiana napięcia	Zmianę statyczną napięcia wyznacza się określając w sieci SN poziomy napięć w węzłach, dla dwóch stanów pracy sieci: z pracującym źródłem oraz dla stanu bez źródła.	$\Delta u_a \leq 2\%$,
szybka zmiana napięcia	Zmiana napięcia powstałe przez załączanie i odłączanie źródeł wytwórczych.	$d_d \leq 2\%$
warunki zwarciove	Obliczenia odporności na zakłócenia zwarciove wykonywane są dla elementów liniowych i stacyjnych SN. W celu wyznaczenia mocy zwarciove przyjmuje się moc zwarciową na szynach WN z uwzględnieniem konfiguracji sieci i łączników WN (wartości minimalne i maksymalne mocy zwarciowych). W zakresie obliczeń zwarciowych mających na celu określenie	

	zagrożenia cieplnego elementów liniowych sieci SN wykonuje się obliczenia dla konfiguracji maksymalnej, z uwzględnieniem czasów nastaw zabezpieczeń. Zdolność wyłączeniowa aparatury łączeniowej określana jest na podstawie parametrów wyłączników przekazywanych przez OSD. Prąd wyłączalny aparatury musi być większy niż maksymalny prąd wyłączeniowy symetryczny na szynach SN.	
wahania napięcia	Wyznacza się je jedynie dla farm wiatrowych. Na podstawie normy [97] oblicza się wskaźniki wahań napięcia dla pracy ciągłej oraz procesów łączeniowych.	$P_{st} \leq 0,45$ $P_{lt} \leq 0,35$
zmiana napięcia	Wyznacza się je jedynie dla farm wiatrowych. Na podstawie normy [97] wyznacza się względną zmianę napięcia występującą wskutek procesu łączeniowego pojedynczej jednostki.	$d_d \leq 1,5\%$
harmoniczne	W celu oceny przyłączenia źródła na odkształcenie napięcia wyznaczyć należy wartości harmonicznych w napięciu (współczynnik iHD_u) oraz całkowity współczynnik odkształcenia napięcia THD_u	$THD_u \leq 4\%$ $iHD_u \leq 1,5\%$
spełnienie zapasu mocy w węźle	Kryterium polega na porównaniu mocy transformatora WN/SN powiększonej o minimalne obciążenie tego transformatora wyznaczonego z profilu rocznego zapotrzebowania z sumą mocy źródeł wytwórczych planowanych do przyłączenia do danej stacji WN/SN. Obliczenia wykonuje się dla stanu pracy (n-1) tj. przy pracy jednego transformatora o najmniejszej mocy, zakładając, że długotrwały stopień obciążenia transformatora WN/SN nie może przekroczyć 100%. Wówczas, maksymalna moc źródeł wytwórczych planowanych do przyłączenia do sieci SN w stacji transformatorowej WN/SN będzie sumą mocy znamionowej transformatora oraz minimalnego obciążenia transformatora/ów w analizowanym roku.	

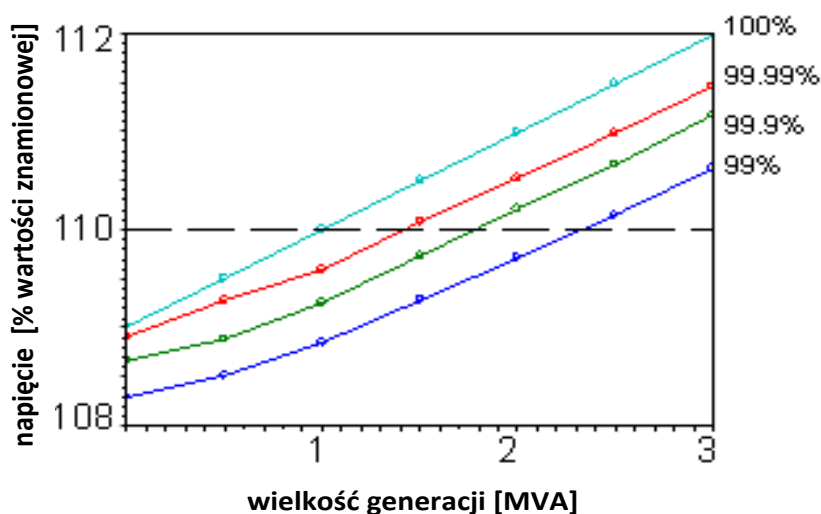
4.5. Wyznaczenie maksymalnej mocy dostępnej

Uzupełniając przedstawione w poprzednich rozdziałach kryteria, należy dodać zaprezentowane w [22] kryterium integracji źródeł rozproszonych w oparciu o wyznaczenie maksymalnej dostępnej mocy jaką można przyłączyć do danej sieci (tzw. grid hosting capacity). Moc dostępna jest definiowana jako wielkość mocy nowego źródła lub odbiornika, która może być przyłączona do sieci bez pogorszenia bezpieczeństwa pracy sieci, niezawodności i JDEE dla innych odbiorców. Zasadę wyznaczania maksymalnej mocy dostępnej zaprezentowano na rysunku 4.5.



Rys. 4.5. Zasada wyznaczenia dostępnej mocy w oparciu o wartość napięcia [22]

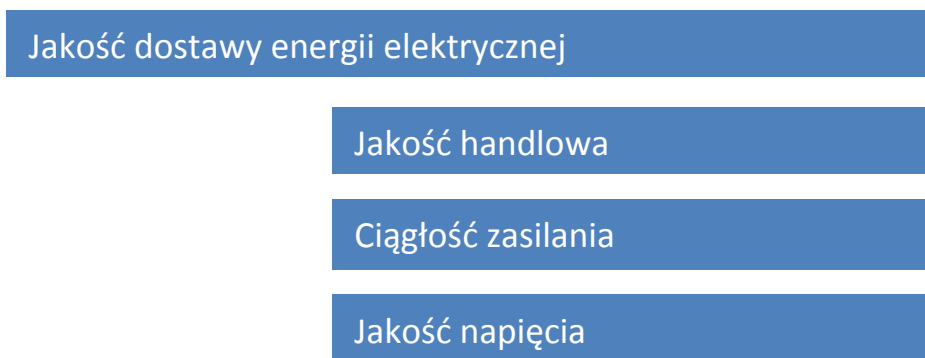
W proponowanym kryterium, zjawiska w systemie elektroenergetycznym takie jak np. wzrosty napięcia, zmiany częstotliwości, harmoniczne, wahania napięcia, itp., opisuje się poprzez określone parametry. Parametry definiuje się jako funkcje wielkości nowej mocy wytwórczej bądź odbiorczej i porównuje z wartościami granicznymi dla poszczególnych parametrów. Przyłączenie źródeł o większej mocy niż to wynika z wyznaczonej mocy dostępnej będzie skutkowało pogorszeniem bezpieczeństwa pracy sieci, niezawodności i JDEE dla wszystkich odbiorców. Przykładowo, jeżeli jako parametr do wyznaczenia wielkości mocy dostępnej przyjmimy wartość maksymalną napięcia, dostępna moc przyłączeniowa będzie wynosić 1 MW. Jeżeli do tej samej kalkulacji przyjmimy wartość percentyla CP99% napięcia, moc dostępna wzrośnie do 2,3 MW. Oznacza to znaczne zwiększenie dostępnej dla źródeł mocy z jednoczesnym ryzykiem przekroczenia dopuszczalnego limitu dla wartości napięcia przez 1% czasu. Wpływ zastosowanego wskaźnika dotyczącego wartości napięcia na wielkość mocy dostępnej zaprezentowano na rysunku 4.6.



Rys. 4.6. Wpływ wartości napięcia na wielkość dostępnej mocy przyłączeniowej [22]

5. Jakość dostawy energii elektrycznej

Na rysunku 5.1 przedstawiono graficznie współczesne rozumienie pojęcia JDEE.



Rys. 5.1. Podział jakości dostawy energii elektrycznej [25]

Jakość handlowa znana także jako jakość obsługi, to jakość relacji (kontaktu) klienta oraz operatora sieci, a także sprzedawcy energii elektrycznej. Relacja pomiędzy klientem a operatorem sieci (najczęściej OSD) rozpoczyna się z chwilą rozpoczęcia procedury przyłączenia, a kończy w chwili fizycznego odłączenia od sieci. Kontakt klienta ze sprzedawcą energii rozpoczyna się od przedstawienia i przyjęcia oferty, a kończy rozliczeniem końcowym umowy sprzedaży lub umowy kompleksowej. Jakość handlowa obejmuje między innymi: formy kontaktu, terminy, procedury składania i rozpatrywania skarg i reklamacji, powiadamiania o planowanych przerwach w dostawie energii elektrycznej, bonifikaty i upusty za niedotrzymanie parametrów jakościowych, itp. Część standardów funkcjonuje jako standardy gwarantowane określone w [107, 108]. Ponadto, w umowach na rynku energii (umowy kompleksowe, umowy o świadczenie usług przesyłania lub dystrybucji, umowy sprzedaży), określone są podstawowe standardy obsługi klientów, którym dostarczana jest energia elektryczna.

Ciągłość dostaw energii elektrycznej charakteryzowana jest przez liczbę i czas trwania przerw w dostawie energii elektrycznej. W chwili obecnej, w umowach z klientami określa się dopuszczalny czas trwania przerw – jednorazowej i łącznej – w dostawie energii elektrycznej. Ponieważ odbiorcy wykazują różną wrażliwość na przerwy, dla odbiorców zasilanych z sieci nN standardy określono w [107]. Dla pozostałych grup odbiorców dopuszczalne czasy trwania przerw określa się indywidualnie w umowach. Do globalnej oceny ciągłości zasilania używanych jest w Polsce kilka wskaźników, które scharakteryzowano w tabeli 5.1.

Tabela 5.1. Wskaźniki ciągłości zasilania obowiązujące w Polsce [107]

Lp.	Wskaźnik	Definicja
1	ENS	wskaźnik energii elektrycznej niedostarczonej przez elektroenergetyczny system przesyłowy, wyrażony w MWh na rok, stanowiący sumę iloczynów mocy niedostarczonej wskutek przerwy i czasu trwania tej przerwy, obejmujący przerwy krótkie, długie, bardzo długie z uwzględnieniem przerw

		katastrofalnych i bez uwzględnienia tych przerw
2	AIT	wskaźnik średniego czasu trwania przerwy w elektroenergetycznym systemie przesyłowym, wyrażony w minutach na rok, stanowiący iloczyn liczby 60 i wskaźnika energii niedostarczonej przez elektroenergetyczny system przesyłowy (ENS) podzielony przez średnią moc dostarczoną przez system przesyłowy elektroenergetyczny, wyrażoną w MW
3	SAIDI	wskaźnik przeciętnego systemowego czasu trwania przerwy długiej i bardzo długiej, wyrażony w minutach na odbiorcę na rok, stanowiący sumę iloczynów czasu jej trwania i liczby odbiorców narażonych na skutki tej przerwy w ciągu roku podzieloną przez liczbę obsługiwanych odbiorców. Wskaźnik wyznacza się na podstawie zależności: $SAIDI = \frac{\sum_{i=1}^{nn} T_{pi} \times L_{owi}}{L_o}$
4	SAIFI	wskaźnik przeciętnej systemowej częstości przerw długich i bardzo długich, stanowiący liczbę odbiorców narażonych na skutki wszystkich przerw tego rodzaju w ciągu roku, podzieloną przez łączną liczbę obsługiwanych odbiorców. SAIFI wyznacza się z zależności: $SAIFI = \frac{\sum_{i=1}^{nn} L_{owi}}{L_o}$
5	MAIFI	wskaźnik przeciętnej częstości przerw krótkich, stanowiący liczbę odbiorców narażonych na skutki wszystkich przerw krótkich w ciągu roku, podzieloną przez łączną liczbę obsługiwanych odbiorców. Wskaźnik wyznacza się z zależności: $MAIFI = \frac{\sum_{i=1}^{mm} L_{owj}}{L_o}$
<p>Oznaczenia użyte w tabeli:</p> <p>T_{pi} czas przerwy w zasilaniu podczas i-tego wyłączenia</p> <p>L_{owi} liczba odbiorców wyłączonych podczas i-iego wyłączenia</p> <p>L_o całkowita liczba odbiorców</p> <p>nn całkowita liczba wyłączeń długich i bardzo długich (o czasie trwania od 3 minut do 24 godzin)</p> <p>L_{owj} liczba odbiorców wyłączonych podczas i-iego wyłączenia</p> <p>mm całkowita liczba wyłączeń krótkich, (o czasie trwania od 1sekundy do 3 minut)</p>		

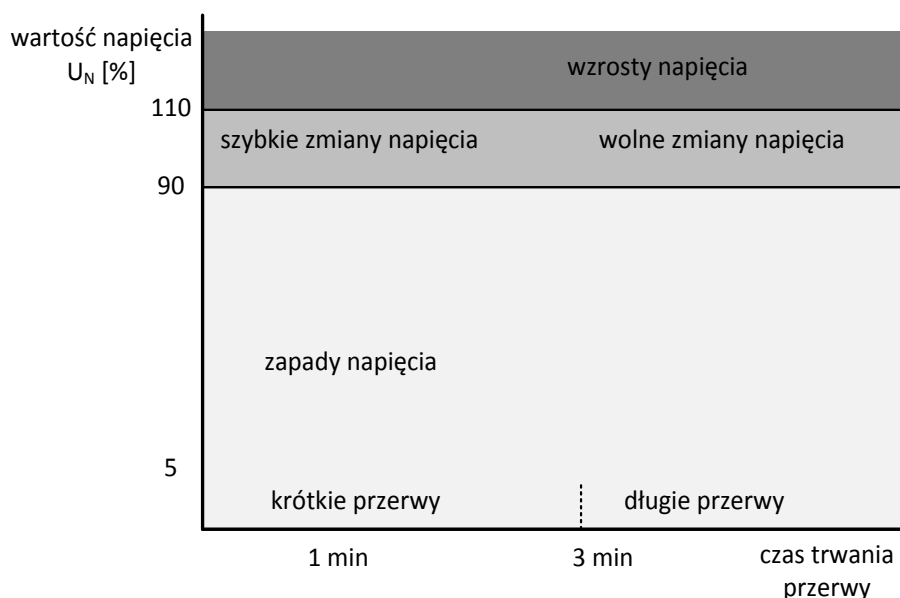
Jakość napięcia opisywana jest poprzez następujące parametry [42]:

- częstotliwość,
- wartość skuteczną napięcia,
- kształt przebiegu czasowego,
- asymetrię dla układów trójfazowych.

Z jednej strony, jakość napięcia staje się zagadnieniem coraz bardziej istotnym z uwagi na wrażliwość stosowanych urządzeń na zaburzenia napięcia, z drugiej zaś na rosnącą liczbę urządzeń emitujących zaburzenia do sieci oraz rozwój energetyki odnawialnej. Podobnie jak standardy obsługi klientów, parametry techniczne dostarczanej energii elektrycznej oraz

wysokość bonifikat za niedotrzymanie tych parametrów powinny znaleźć się w umowie o świadczenie usług przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej lub w umowie kompleksowej.

Parametry jakości napięcia w publicznych sieciach dystrybucyjnych WN, SN i nN określa norma [88]. W normie określono wartości graniczne parametrów napięcia, które nie powinny być przekroczone przez 95% lub 99% okresu pomiarowego (tydzień). Na rysunku 5.2 przedstawiono graficznie klasyfikację zaburzeń napięciowych.

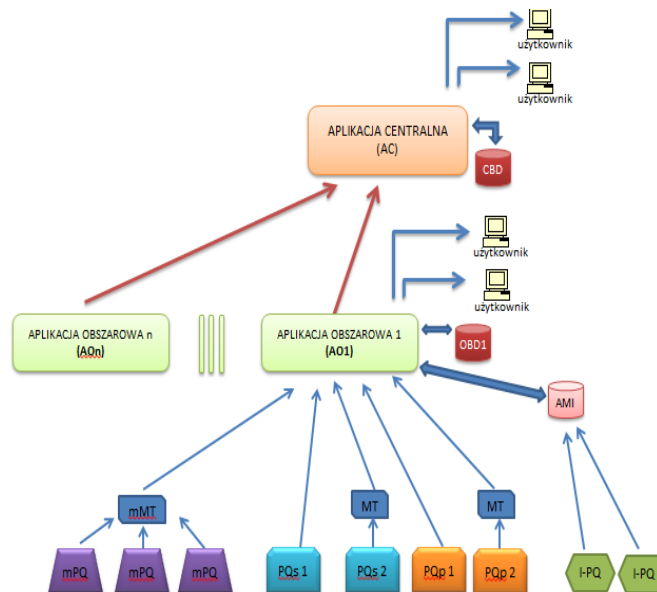


Rys. 5.2. Zaburzenia wartości skutecznej napięciowe według normy [88]

Mając na uwadze dynamicznie rozwijający się rynek odnawialnych źródeł energii elektrycznej, rosnącą świadomość klientów, przyszłą regulację jakościową operatorów sieci, niezwykle istotnym elementem funkcjonowania przedsiębiorstw sieciowych staną się w przyszłości systemy ciągłego monitorowania JDEE. Dynamiczny rozwój OZE wymaga zdaniem autora wprowadzenia systemów monitoringu oraz wypracowania spójnych zasad analizy gromadzonych w tych systemach danych [111]. Obecnie, jedynie OSP dysponuje takim systemem, choć także nie jest on zainstalowany we wszystkich stacjach elektroenergetycznych należących do OSP. Poszczególni OSD użytkują od kilkudziesięciu do kilkuset urządzeń stacjonarnych i przenośnych rejestrujących parametry JDEE. Analizatory przenośne wykorzystywane są głównie do przeprowadzania pomiarów w miejscu przyłączenia, w przypadku reklamacji lub wniosków od klientów. Rozwój systemu w sposób naturalny spowoduje rosnącą liczbą analizatorów stacjonarnych instalowanych głównie w celu monitorowania parametrów JDEE w miejscach przyłączenia źródeł energii elektrycznej, przede wszystkim farm wiatrowych.

Celem wdrożenia systemu monitorowania JDEE jest prosty i szybki dostęp do informacji w zakresie zjawisk dotyczących parametrów charakteryzujących JDEE. System powinien zapewniać pozyskiwanie, przesył, archiwizację oraz analizę danych pochodzących ze

wszystkich typów analizatorów oraz innych urządzeń dokonujących pomiarów parametrów JDEE, którymi dysponuje operator sieci. System poprzez identyfikację miejsc o niewłaściwych parametrach JDEE może być narzędziem wspomagającym procesy planowania działań rozwojowych, modernizacyjno-odtworzeniowych oraz eksploatacyjnych. Z uwagi na fakt, iż większość operatorów sieci charakteryzuje się strukturą obszarową/oddziałową, system monitorowania powinien składać się z poziomu obszarowego i centralnego. Architektura jednego z możliwych rozwiązań systemu monitorowania jakości energii elektrycznej, dla rozproszonej struktury OSD przedstawiono na rysunku 5.3 [58].



Rys. 5.3. Schemat ideowy systemu monitorowania jakości energii elektrycznej [58]. Oznaczenia na rysunku: PQs – analizator stacjonarny, PQp – analizator przenośny, mPQ – moduł jakościowy innych urządzeń np. zabezpieczeń, IPQ – licznik z funkcją jakościową, MT – moduł tłumaczący, mMT – moduł akwizycji danych z modułów jakościowych, OBD – obszarowa baza danych, CBD – centralna baza danych, AMI – baza danych systemu AMI

Jak łatwo zauważyć na rysunku 5.3, zaproponowany system monitorowania charakteryzuje się strukturą warstwową. Najniższa warstwa to warstwa pomiarowa. Zbudowana jest z urządzeń pomiarowych takich jak: analizatory JDEE, sterowniki polowe, liczniki energii elektrycznej oraz inne urządzenia posiadające możliwość pomiaru parametrów JDEE.

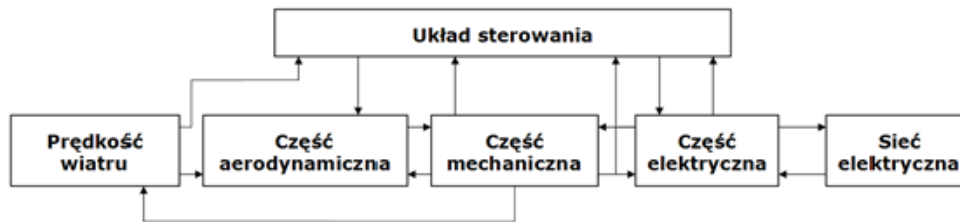
Następną częścią systemu jest warstwa transmisji i akwizycji danych pomiarowych, która jest odpowiedzialna za transmisję danych z warstwy pomiarowej do poziomu aplikacji. Zadaniem sieci akwizycji i transmisji danych jest automatyczny odczyt danych z rejestratorów i innych urządzeń pomiarowych. W skład tej warstwy mogą, w zależności od konfiguracji, wchodzić: serwery, koncentratory danych pomiarowych, media transmisyjne, urządzenia pośredniczące i inne. Ze względu na znaczne ilości danych przesyłanych pomiędzy poszczególnymi urządzeniami pomiarowymi i innymi elementami systemu monitoringu, komunikacja powinna odbywać się w technologii LAN, a w przypadku braku takiej możliwości w technologii GPRS.

Kolejna warstwa to aplikacja analityczna umożliwiająca przetwarzanie i analizę pozyskanych danych pomiarowych dotyczących JDEE. W przypadku OSD posiadających rozproszone struktury, aplikacja może być podzielona na poziom obszarowy/oddziałowy oraz poziom centralny. Podstawowym zadaniem warstwy analitycznej na poziomie oddziałowym jest obróbka i statystyczna analiza danych okresowych oraz analiza zdarzeń. W sytuacji wykrycia znaczącej zmiany wartości parametrów JDEE, system automatycznie powinien opracować raport, w którym poda dokładny opis przebiegu zakłócenia, jego rodzaj i inne parametry charakterystyczne.

Poziom centralny systemu korzysta z danych zgromadzonych w bazach obszarowych lub może korzystać bezpośrednio z urządzeń pomiarowych. Podstawową funkcją aplikacji centralnej jest automatyczne przygotowywanie danych i informacji dla celów sprawozdawczych (sprawozdania, monitoringi, raporty) lub zarządczych.

6. Modelowanie turbin wiatrowych

Modelowanie turbin wiatrowych nie jest zadaniem łatwym z uwagi na złożoność modelowanego układu oraz różny charakter zmian zachodzących w poszczególnych elementach turbiny wiatrowej [2]. Badając oddziaływanie turbin wiatrowych na sieć zasilającą można posłużyć się modelem ogólnym, którego uproszczoną strukturę przedstawiono na rysunku 6.1.



Rys. 6.1. Model funkcjonalny turbiny wiatrowej [67]

Sygnałami wejściowymi do modelu są: uzyskany w drodze pomiarów przebieg prędkości wiatru lub symulacyjnie wytworzony sygnał reprezentujący zmienność prędkości wiatru oraz przebiegi czasowe napięć w punkcie przyłączenia turbiny wiatrowej. Sygnałami wyjściowymi z modelu są: moc czynna i bierna turbiny wiatrowej. W dalszej części niniejszego rozdziału opisano poszczególne elementy modelu turbiny wiatrowej.

6.1. Model prędkości wiatru

Sygnałem wejściowym modelu turbiny wiatrowej przedstawionym na rysunku 6.1 jest, zmienna w czasie prędkość wiatru. Do modelowania dynamiki pracy turbiny wiatrowej można użyć zarejestrowany przebieg prędkości wiatru, zmierzony w czasie pomiarów w warunkach rzeczywistych. Niewątpliwą zaletą takiego rozwiązania jest wiarygodność użytych danych wejściowych. Innym sposobem jest zastosowanie modelu matematycznego odwzorowującego prędkość wiatru, o charakterystyce i cechach wybranych przez użytkownika. Autor w przeprowadzonych symulacjach zastosował opisany w niniejszym rozdziale model matematyczny prędkości wiatru. Warto podkreślić, że w tym przypadku odtworzono nie tylko dominujące cechy zjawiska wiatru, ale równocześnie niektóre z nich zostały szczególnie wyróżnione tak, aby stały się narzędziem do badania reakcji układu jako całości.

W symulacjach wiatru dla potrzeb analizy pracy źródeł wiatrowych w systemie elektroenergetycznym [67] prędkość wiatru $v_w(t)$ można modelować jako sumę składowych o wybranych amplitudach i częstotliwościach w zakresie od 0,1 do 10 [Hz], zgodnie z zależnością:

$$v_w(t) = v_{wa} \left(1 + \sum_k A_k \sin(\omega_k t + \varphi) \right) + v_g(t) \quad (6.1)$$

gdzie:

- A_k amplituda k -tej składowej prędkości wiatru
- ω_k pulsacja k -tej składowej prędkości wiatru
- φ faza początkowa k -tej składowej prędkości wiatru
- v_{wa} wartość średnia prędkości wiatru
- $v_{g(t)}$ porywy wiatru

Porywy wiatru modeluje się przy użyciu równania [67]:

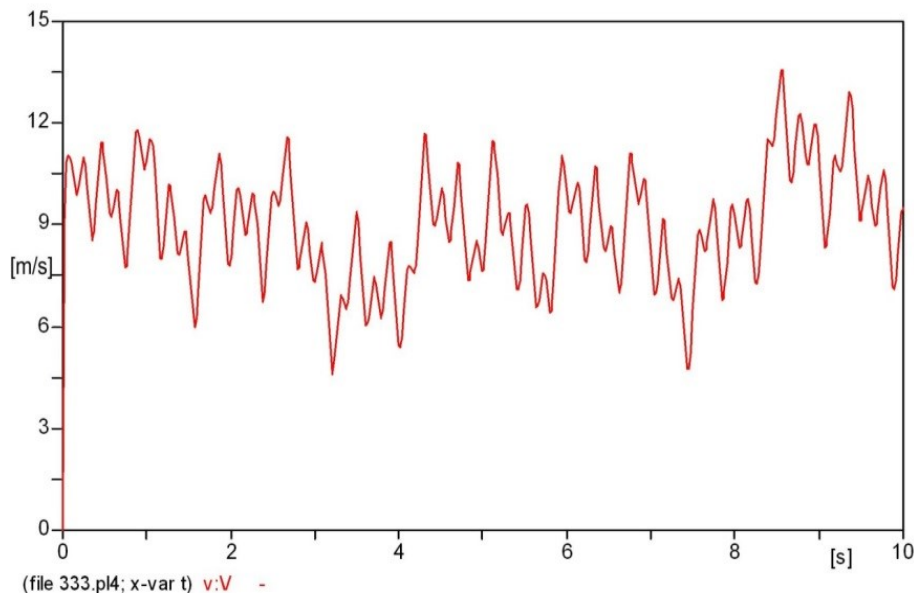
$$v_g(t) = \frac{2 v_{g \max}}{1 + e^{-4(\sin(\omega_g t) - 1)}} \quad (6.2)$$

gdzie:

- $v_{g \max}$ amplituda porywów wiatru
- ω_g pulsacja porywów

Amplituda porywów wiatru może się zmieniać w szerokim zakresie (np. 10 [m/s]), a okres może zawierać się w przedziale $T_g=(10 \div 50)$ [s] [67].

Poza wymienionymi elementami składowymi prędkości wiatru, mogą występować również zmiany prędkości o dużej częstotliwości, wynikające z lokalnych warunków atmosferycznych. Zmiany te mogą się wzajemnie redukować na wirniku, szczególnie kiedy rozmiar turbiny wiatrowej jest duży. Na rysunku 6.2 przedstawiono uzyskany na podstawie zależności 6.1 przebieg prędkości wiatru stosowany w badaniach symulacyjnych.



Rys. 6.2. Przebieg prędkości wiatru wykorzystywany w symulacjach

6.2. Model wirnika turbiny wiatrowej

Moc mechaniczna P_{wt} uzyskiwana ze strumienia wiatru w turbinie wiatrowej można wyznaczyć z zależności [67]:

$$P_{wt} = \frac{\rho}{2} A_w c_p(\lambda, \theta) v_w^3 \quad (6.3)$$

gdzie:

- ρ gęstość powietrza w (kg/m^3),
- c_p aerodynamiczny współczynnik mocy (sprawność turbiny wiatrowej),
- λ wyróżnik szybkobieżności,
- θ kąt nachylenia (położenia) łopat (w stopniach),
- A_w powierzchnia zakreślana przez turbinę wiatrową w (m^2).

Aerodynamiczny współczynnik mocy c_p w równaniu (6.3) określa stosunek mocy mechanicznej uzyskiwanej z turbiny do mocy zawartej w strumieniu wiatru. Współczynnik osiąga wartość maksymalną jeśli stosunek prędkości wiatru przed i za łopata turbiny wiatrowej wynosi 1/3 [67]. Skutkiem tego, moc przetwarzana przez turbinę wiatrową jest znacznie mniejsza od mocy strumienia wiatru

Aerodynamiczny współczynnik mocy c_p turbiny wiatrowej określa się jako funkcje dwóch zmiennych:

- wyróżnika szybkobieżności λ ,
- kąta nachylenia łopaty θ .

Wyróżnik szybkobieżności definiowany jest jako stosunek prędkości liniowej końca łopaty do prędkości wiatru. Można go wyznaczyć ze wzoru [67]:

$$\lambda = \frac{\omega \cdot r}{v_w} \quad (6.4)$$

gdzie:

- ω prędkość kątowna wirnika turbiny
- r promień wirnika.

Kąt nachylenia (położenia) łopat definiuje się jako kąt między płaszczyzną obrotu a cięciwą przekroju łopaty. Należy podkreślić, że część turbin wiatrowych o stałej prędkości obrotowej jest regulowana przez tzw. przeciąganie. W tym przypadku, wpływ kąta nachylenia łopat θ jest pomijalny i współczynnik mocy c_p jest jedynie funkcją wyróżnika szybkobieżności λ . W literaturze [2] podaje się go jako funkcję dla określonego typu turbiny wiatrowej:

$$c_p(\lambda, \theta) = c_1 \left(\frac{c_2}{\lambda_i} - c_3 \theta - c_4 \theta^{c_5} - c_6 \right) \exp \left(\frac{-c_7}{\lambda_i} \right) \quad (6.5)$$

gdzie

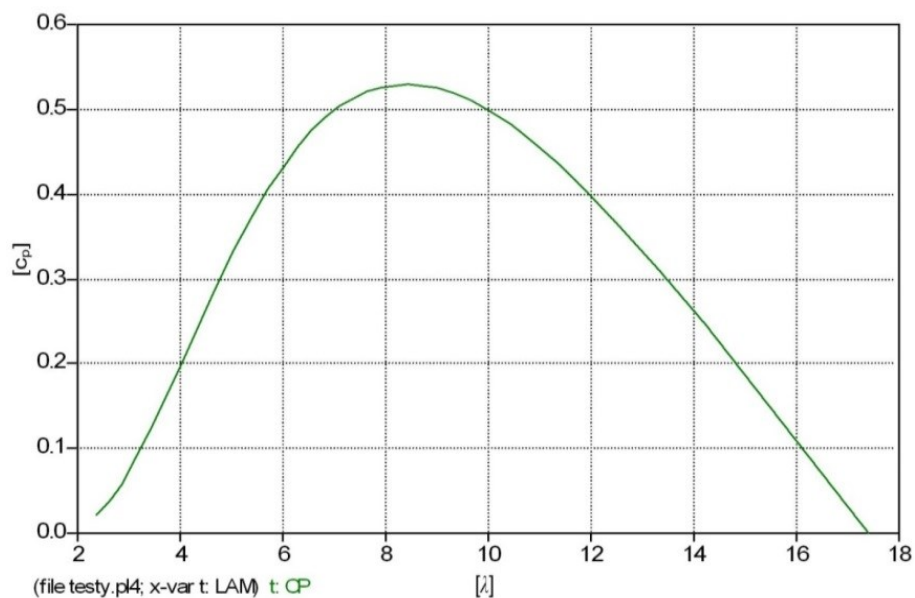
$$\lambda_i = \left[\left(\frac{1}{\lambda + c_8 \theta} \right) - \left(\frac{c_9}{\theta^3 + 1} \right) \right] \quad (6.6)$$

Wartości stałych c_1 - c_9 w równaniach (6.5) i (6.6), są różne dla różnych typów turbin wiatrowych. Tabela 6.1 przedstawiona za [67] zawiera przykładowe parametry równania (6.5. i 6.6.).

Tabela 6.1. Wartości współczynników aproksymujących współczynnik mocy turbiny wiatrowej [105]

	c_1	c_2	c_3	c_4	c_5	c_6	c_7	c_8	c_9
Turbina o stałej prędkości	0,44	125	0	0	0	6,94	16,5	0	-0,002
Turbina o zmiennej prędkości	0,73	151	0,58	0,002	2,14	13,2	18,4	-0,02	-0,003

Dla określonego w [105] zestawu współczynników, w trakcie przeprowadzonych przez autora symulacji wyznaczono wykres aerodynamicznego współczynnika mocy w zależności od wyróżnika szybkobieżności λ – rysunek 6.3.



Rys. 6.3. Symulacyjnie uzyskany przebieg współczynnika mocy turbiny wiatrowej w funkcji wyróżnika szybkobieżności

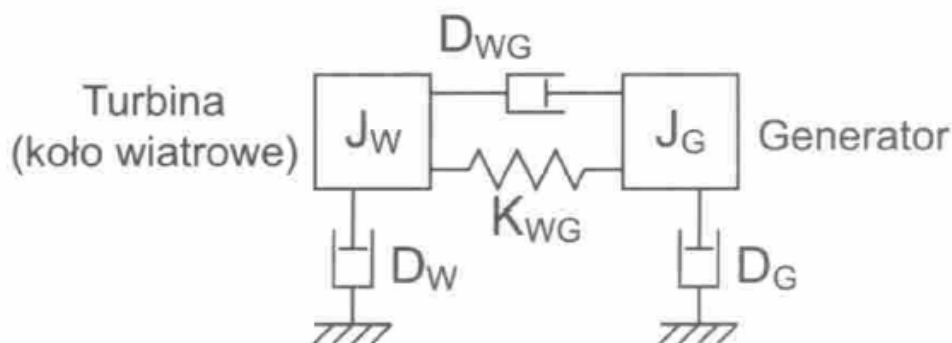
6.3. Model układu przeniesienia napędu (wał turbin)

Układ przeniesienia napędu turbiny wiatrowej składa się z:

- turbiny wiatrowej,
- wału,
- wirnika generatora,
- przekładni,
- hamulca.

Powszechnie stosowanym sposobem modelowania układu przeniesienia napędu jest traktowanie go jako systemu o wielu masach skupionych połączonych odcinkami wału o zerowej masie, definiowanymi tylko przez współczynniki tłumienia i sztywności.

W modelowaniu turbin wiatrowych na potrzeby analizy wpływu na system elektroenergetyczny zazwyczaj stosowany jest opis układu przeniesienia napędu turbiny wiatrowej, jako układu o dwóch masach skupionych: wirnika generatora (z przekładnią) i piasty z łopatomy wirnika turbiny wiatrowej. Strukturę przyjętego modelu przedstawiono na rysunku 6.4 [67].



Rys. 6.4. Model układu przeniesienia napędu turbiny wiatrowej z dwiema masami wirującymi [67]

Model przedstawiony na rysunku 6.4. opisuje układ równań (6.8):

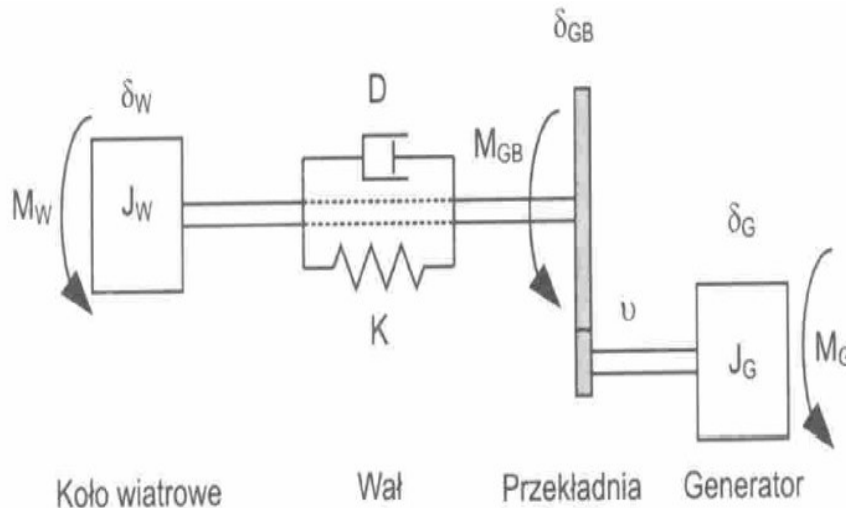
$$\begin{aligned} \frac{d\delta_W}{dt} &= \omega_W - \omega_s = \Delta\omega_W \\ \frac{d\delta_G}{dt} &= \omega_G - \omega_s = \Delta\omega_G \\ J_W \frac{d\Delta\omega_W}{dt} &= M_W - K_{WG}(\delta_W - \delta_G) - D_{WG}(\Delta\omega_W - \Delta\omega_G) - D_W\Delta\omega_W \\ J_G \frac{d\Delta\omega_G}{dt} &= M_G + K_{WG}(\delta_W - \delta_G) + D_{WG}(\Delta\omega_W - \Delta\omega_G) - D_G\Delta\omega_G \end{aligned} \quad (6.7)$$

gdzie:

ω_W, ω_s	pulsacja odpowiednio koła wiatrowego (turbiny) i generatora
J_W, J_G	moment bezwładności odpowiednio koła wiatrowego (turbiny) i generatora
δ_W, δ_G	kąt skrętu odpowiednio turbiny wiatrowej i generatora
M_W, M_G	moment odpowiednio turbiny wiatrowej i generatora
K_{WG}	współczynnik sztywności układu przeniesienia (wał)
D_{WG}	współczynnik tłumienia układu przeniesienia (wał)
D_W	współczynnik tłumienia turbiny wiatrowej
D_G	współczynnik tłumienia generatora

Wszystkie wartości w układzie równań (6.7) wyrażone są w odniesieniu do strony generatora lub wirnika turbiny wiatrowej. Układ równań (6.7) można bezpośrednio zastosować w modelu turbiny wiatrowej, w której nie występuje przekładnia (np. w elektrowniach z generatorem synchronicznym przyłączonym do sieci przez przekształtnik energoelektroniczny).

W turbinach wiatrowych wyposażonych w generatory asynchroniczne, generator połączony jest z wirnikiem turbiny wiatrowej poprzez przekładnię. W tym przypadku model układu napędowego przyjmuje postać jak na rysunku 6.5.



Rys.6.5. Model układu przeniesienia napędu turbiny wiatrowej z dwiema masami wirującymi połączonymi przez przekładnię [67]

Jak widać na rysunku 6.5, model układu napędowego turbiny wiatrowej definiowany jest za pomocą momentu: bezwładności wirnika turbiny wiatrowej (J_W) oraz momentu bezwładności generatora asynchronicznego (J_G), na które działają odpowiednie momenty zewnętrzne (M_W , M_G), oraz przez współczynniki tłumienia ($D=D_{WG}$), i sztywności układu przeniesienia napędu (wał) ($K=K_{WG}$). Pozostałe współczynniki tłumienia: wirnika koła wiatrowego oraz generatora D_W i D_G z uwagi na ich stosunkowo niewielki wpływ na dynamikę całego układu pominięto [105]. W przypadku modelowania elektrowni wiatrowych z przekładnią mechaniczną konieczne jest przeliczenie momentu, stałej bezwładności, kąta skrętu wału oraz współczynników tłumienia i sztywności, przez przekładnię, na stronę dla której tworzy się model. Wartość przekładni wyznacza się z równania (6.8):

$$v = \frac{\omega_{Gn}}{\omega_{Wn}} \quad (6.8)$$

gdzie:

- ω_{Gn} znamionowa prędkość generatora
- ω_{Wn} znamionowa prędkość wirnika turbiny wiatrowej

W modelowaniu układu przedstawionego na rysunku 6.5 pomija się wał generatora, ponieważ jest on zwykle krótszy od wału turbiny, a jednocześnie moment obrotowy działający na niego jest (v) razy mniejszy od momentu działającego na wał wirnika turbiny wiatrowej (efekt przekładni). Po wprowadzeniu do układu równań (6.7) przekładni otrzymujemy układ równań opisujący model wału turbiny (6.9).

$$\begin{aligned}
 J_W \cdot \frac{d^2 \delta_W}{dt^2} &= M_W - M_{GB} \\
 J_G \cdot \frac{d^2 \delta_G}{dt^2} &= M_G + \frac{M_{GB}}{v} \\
 M_{GB} &= K(\delta_W - \delta_{GB}) + D \left(\frac{d\delta_W}{dt} - \frac{d\delta_{GB}}{dt} \right)
 \end{aligned} \tag{6.9}$$

$$\omega_G = v\omega_{GB}$$

$$\delta_G = v\delta_{GB}$$

gdzie:

M_{GB} moment przekładni

δ_{GB} kąt skrętu przekładni

ω_{GB} znamionowa prędkość przekładni

6.4. Model generatora asynchronicznego

Modelowanie maszyny asynchronicznej jako generatora w turbinie wiatrowej dla celów symulowania zjawisk elektrycznych związanych ze współpracą źródeł wiatrowych z siecią elektroenergetyczną wykonuje się zwykle w układzie Odq. Eliminuje się w tym układzie główną wadę naturalnego układu odniesienia jaką jest zależność macierzy indukcyjności od przemieszczenia kąтового wirnika. Równania napięciowe asynchronicznego generatora klatkowego w układzie d-q mają postać [67]:

$$\begin{aligned}
 u_{ds} &= -R_s i_{ds} - \omega_s \psi_{qs} + \frac{d\psi_{ds}}{dt} \\
 u_{qs} &= -R_s i_{qs} - \omega_s \psi_{ds} + \frac{d\psi_{qs}}{dt} \\
 u_{dr} &= 0 = -R_r i_{dr} - s\omega_s \psi_{qr} + \frac{d\psi_{dr}}{dt} \\
 u_{qr} &= 0 = -R_r i_{qr} - s\omega_s \psi_{dr} + \frac{d\psi_{qr}}{dt}
 \end{aligned} \tag{6.10}$$

gdzie:

s poślizg

u_{ds}, u_{qs} napięcie stojana odpowiednio w osi d i q

u_{dr}, u_{qr} napięcie wirnika odpowiednio w osi d i q

i_{ds}, i_{qs} prąd stojana odpowiednio w osi d i q

i_{dr}, i_{qr} prąd wirnika odpowiednio w osi d i q

R_s rezystancja stojana

R_r rezystancja wirnika

ψ_{ds}, ψ_{qs} strumień magnetyczny odpowiednio w osi d i q

Do opisu matematycznego maszyny asynchronicznej przedstawionego w równaniach (6.10) użyto zapisu generatorowego, co oznacza że prądy wyjściowe z maszyny mają znak dodatni, a prądy wejściowe zapisane są ze znakiem ujemnym. Strumienie magnetyczne w równaniu (6.10) można obliczyć stosując następujący układ równań:

$$\begin{aligned}
 \psi_{ds} &= -(L_{s\sigma} + L_m)i_{ds} - L_m i_{dr} \\
 \psi_{qs} &= -(L_{s\sigma} + L_m)i_{qs} - L_m i_{qr} \\
 \psi_{dr} &= -(L_{r\sigma} + L_m)i_{dr} - L_m i_{ds} \\
 \psi_{qr} &= -(L_{r\sigma} + L_m)i_{qr} - L_m i_{qs}
 \end{aligned} \tag{6.11}$$

gdzie:

- $L_{s\sigma}$ indukcyjność rozproszenia stojana
- $L_{r\sigma}$ indukcyjność rozproszenia wirnika
- L_m indukcyjność magnesująca maszyny asynchronicznej

Wstawiając zależności przedstawione w równaniu (6.11) określające strumienie magnetyczne do układu równań opisujących maszynę (6.10) otrzymano równania określające prądy i napięcia stojana i wirnika, w osiach d i q maszyny indukcyjnej:

$$\begin{aligned}
 u_{ds} &= -R_s i_{ds} + \omega_s [(L_{s\sigma} + L_m)i_{qs} + L_m i_{qr}] \\
 u_{qs} &= -R_s i_{qs} + \omega_s [(L_{s\sigma} + L_m)i_{ds} + L_m i_{dr}] \\
 u_{dr} &= 0 = -R_r i_{dr} + s\omega_s [(L_{r\sigma} + L_m)i_{qr} + L_m i_{qs}] + \frac{d\psi_{dr}}{dt} \\
 u_{qr} &= 0 = -R_r i_{qr} + s\omega_s [(L_{r\sigma} + L_m)i_{dr} + L_m i_{ds}] + \frac{d\psi_{qr}}{dt}
 \end{aligned} \tag{6.12}$$

Natomiast moment elektromechaniczny M_e , można wyznaczyć z równania:

$$M_e = \psi_{qr} i_{dr} - \psi_{dr} i_{qr} \tag{6.13}$$

Równanie ruchu maszyny określa zależność:

$$\frac{d\omega_m}{dt} = \frac{1}{J_m} (M_m - M_e) \tag{6.14}$$

gdzie:

- ω_m prędkość mechaniczna
- J_m moment bezwładności zredukowany generatora
- M_m moment mechaniczny
- M_e moment elektryczny

Moc czynną i bierną dla stojana maszyny asynchronicznej oblicza się z zależności:

$$\begin{aligned}
 P_s &= u_{ds} i_{ds} + u_{qs} i_{qs} \\
 Q_s &= u_{qs} i_{ds} - u_{ds} i_{qs}
 \end{aligned} \tag{6.15}$$

6.5. Model sieci zasilającej

Turbina wiatrowa w analizach wpływu źródeł wiatrowych współpracuje z modelem elektroenergetycznej sieci zasilającej. Jak wcześniej podano, sygnałem wyjściowym z modelu

turbiny wiatrowej jest moc czynna i bierna pobierana lub wprowadzana do sieci. Natomiast jak pokazano na rysunku 6.1, sygnałami wejściowymi do modelu turbiny wiatrowej od strony sieci zasilającej są przebiegi czasowe napięć w miejscu przyłączenia.

Pozostałą część systemu elektroenergetycznego modeluje się poprzez źródło napięcia o odpowiedniej wartości oraz impedancję charakteryzującą moc zwarciovą w punkcie przyłączenia. Elementami modelu sieci zasilającej są także odcinki sieci (napowietrzne lub kablowe) oraz transformatory WN/SN i SN/nN. Odcinki sieci i transformatory modeluje się za pomocą schematów zastępczych zawierających odpowiednie elementy podłużne i poprzeczne. Punkty odbiorcze oraz odbiorniki, w zależności od potrzeb i dokładności obliczeń można modelować jako stałą admitancję przyłączoną do sieci w odpowiednim punkcie lub też jako źródło prądu. Inne sposoby modelowania odbiorników opisano w rozdziale 9.

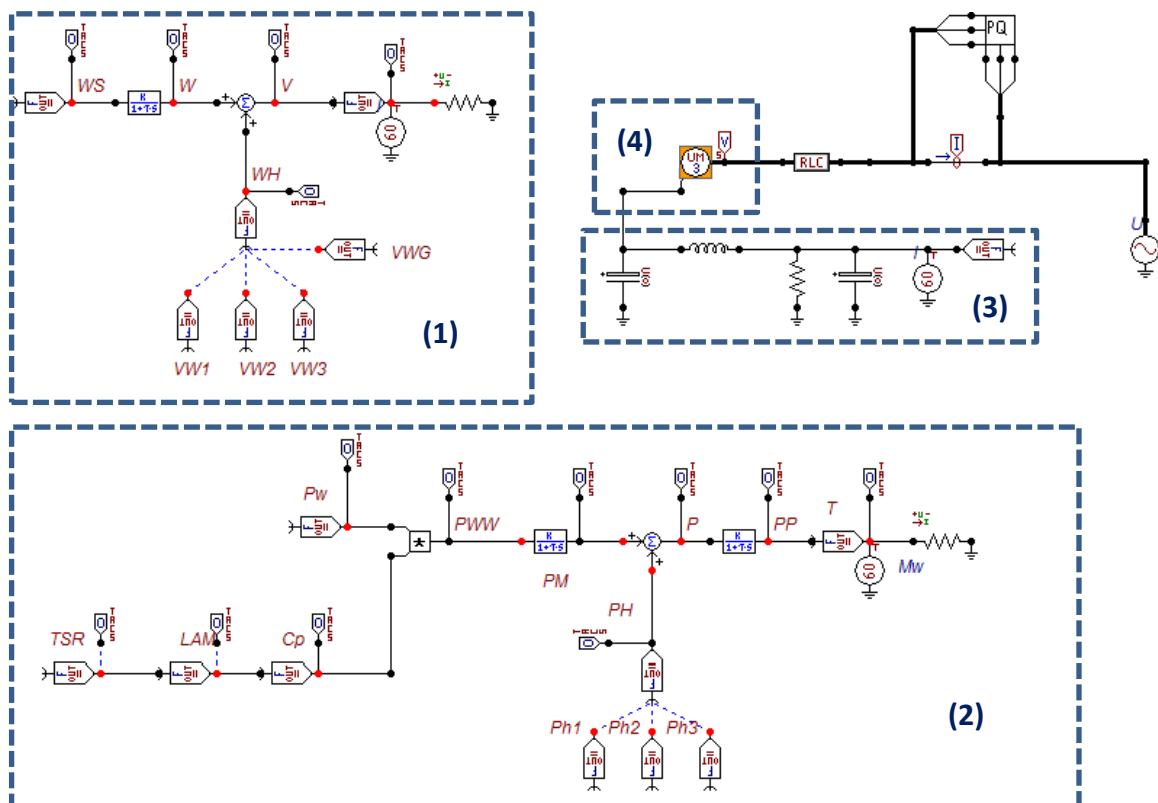
7. Modelowanie turbin wiatrowych w środowisku ATP Draw

W niniejszym rozdziale przedstawiono zagadnienie modelowania opisanych w rozdziale 6 elementów składowych turbin wiatrowych w środowisku symulacyjnym ATP Draw. Na wybór użytego oprogramowania wpływ miały przede wszystkim: dostępność narzędzia symulacyjnego i powszechność jego stosowania w środowisku, oraz chęć zbadania możliwości środowiska pod kątem analiz oddziaływania turbin wiatrowych na system elektroenergetyczny. Zasady działania środowiska, budowy modeli oraz przykłady wybranych zastosowań ATP Draw zaprezentowano w licznych publikacjach min. [6, 40, 102, 104, 106]. Mając na uwadze, złożoność modelu turbiny wiatrowej, właściwości i ograniczenia wybranego środowiska, teoretycznie największy wpływ na parametry JDEE, do badań wykorzystano model turbiny wiatrowej z generatorem indukcyjnym bezpośrednio przyłączonym do sieci.

7.1. Model turbiny wiatrowej z generatorem indukcyjnym

Na rysunku 7.1 przedstawiono model turbiny wiatrowej z generatorem indukcyjnym w środowisku ATP Draw. Podstawowymi elementami modelu są:

- model prędkości wiatru (1)
- model turbiny wiatrowej (2)
- model części mechanicznej turbiny wiatrowej (3)
- model klatkowej maszyny asynchronicznej (4)

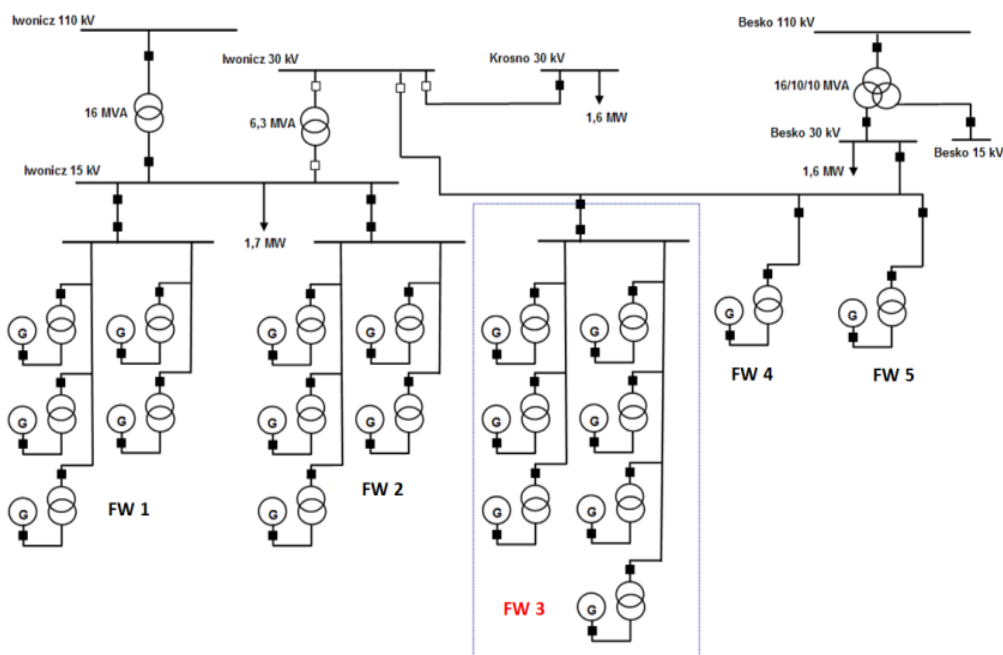


Rys.7.1. Model turbiny wiatrowej maszyną indukcyjną w ATP Draw

Model generatora asynchronicznego w programie ATP Draw zbudowano zgodnie z matematycznym opisem zamieszczonym w rozdziale 6 w oparciu o standardowy model maszyny indukcyjnej. Część mechaniczną turbiny wiatrowej, zamodelowano poprzez odpowiednie momenty bezwładności oraz współczynniki tłumienia i sprężystości poszczególnych elementów układu napędowego [106].

7.2. Przykład zastosowania opracowanego modelu do oceny wpływu farmy wiatrowej na system elektroenergetyczny

Aby dokonać weryfikacji opracowanego przez autora modelu turbiny wiatrowej, wykonano symulacje w dwóch środowiskach ATP Draw i PSLF firmy General Electric¹⁰. Obliczenia wykorzystano do sporządzania ekspertyzy wpływu przyłączenia farmy wiatrowej (oznaczenie FW 3 na rysunku 7.2), wykonanej przy udziale autora pracy. Zamodelowano w środowisku ATP Draw fragment istniejącej sieci dystrybucyjnej SN oraz planowane do przyłączenia farmy wiatrowe – rysunek 7.2.



Rys. 7.2. Schemat modelowanej sieci SN z przyłączonymi i planowanymi do przyłączenia farmami wiatrowymi
Szczegółowy opis przedstawionej na rysunku 7.2 sieci SN oraz dane turbin wiatrowych zamieszczono w Załączniku H. Odcinki sieci pomiędzy poszczególnymi węzłami sieci (GPZ

¹⁰ Program General Electric Positive Sequence Load Flow Software jest pakietem programów umożliwiających szczegółowe analizy rozplądów mocy, stanów dynamicznych oraz zwarć. Pozwala na modelowanie systemów do 60 000 węzłów i zawiera modele źródeł odnawialnych, elektrowni wiatrowych a także źródeł fotowoltaicznych. Jest narzędziem powszechnie wykorzystywanym do sporządzenia analiz w ekspertyzach wpływu.

Inną komercyjną aplikacją wykorzystywaną do modelowania źródeł wiatrowych jest program DiGSILENT [11].

oraz miejscami przyłączenia poszczególnych farm wiatrowych) zamodelowano w postaci rezystancji i reaktancji. Obciążenie sieci zamodelowano jako stałe, niezależne od poziomu napięcia impedancje. Moce obciążenia poszczególnych stacji wyznaczono na podstawie pomiarów w liniach zasilających. Do obliczeń rozptyłów mocy oraz wyznaczenia poziomów napięć w poszczególnych węzłach analizowanej sieci przyjęto wartości obciążenia zarejestrowane podczas doby letniej, co może odpowiadać najbardziej niekorzystnej sytuacji dla przepływów mocy. W okresie najmniejszego obciążenia, energia pochodząca ze źródeł wiatrowych, która nie zostanie zużyta przez odbiorców przyłączonych do sieci SN może poprzez transformatory WN/SN przepływać do sieci WN.

7.2.1. Rozptywy mocy

Biorąc pod uwagę konfigurację oraz układ normalny sieci SN należy stwierdzić, że praca analizowanej farmy, będzie wpływała jedynie na rozptywy mocy w sieci zasilanej od strony stacji Besko. Dodatkowym zmianom, na skutek zmiennego poziomu generacji będzie ulegało obciążenie transformatora WN/SN zainstalowanego w stacji Besko. Uzyskane wyniki rozptyłów mocy w układzie normalnym pracy sieci po stronie 30 kV w stacji Besko, w modelu ATP Draw oraz programie PSFL zastosowanym w ekspertyzie, zestawiono w tabeli 7.1.

Tabela 7.1. Porównanie wyników symulacji (ATP Draw) rozptywu mocy z wynikami ekspertyzy

Wielkość generacji		Ekspertyza		Symulacja ATP Draw	
P_{turbiny} [MW]	P_{farmy} [MW]	P [MW]	Q [MVar]	P [MW]	Q [MVar]
0	0	1,66	0,6	1,59	0,59
0,38	2,66	4,19	0,49	4,06	0,41
0,75	5,25	6,63	0,22	6,35	0,28

Wyniki przeprowadzonych przez autora symulacji są zbliżone do wielkości oszacowanych na etapie ekspertyzy wpływu przyłączanych urządzeń (różnica na poziomie około 4%). Główną przyczyną otrzymanych różnic są zapewne przyjęte na etapie ekspertyzy oraz symulacji, parametry poszczególnych elementów systemu elektroenergetycznego (linie elektroenergetyczne, transformatory, odbiorcy energii elektrycznej). Źródłem różnic mogą też być same modele turbin wiatrowych oraz elementów systemu elektroenergetycznego wykorzystywane w PSFL i w modelu symulacyjnym w ATP Draw.

7.2.2. Wartość napięcia

Obliczenia przeprowadzono zakładając zmienny poziom generacji przyłączanej farmy wiatrowej, w zakresie od braku generacji, do generacji znamionowej. Porównanie wyników wykazanych w ekspertyzie wpływu oraz uzyskanych na etapie symulacji zestawiono w tabeli 7.2.

Tabela 7.2. Porównanie wyników symulacji (ATP Draw) wartości napięcia z wynikami ekspertyzy

Wielkość generacji		Ekspertyza	Symulacja ATP Draw
P_{turbiny} [MW]	P_{farmy} [MW]	U [kV]	U [kV]
0	0	30,13	30,13
0,38	2,66	30,14	30,13
0,75	5,25	30,15	30,14

Jak widać z danych zamieszczonych w tabeli 7.2. analizowana farma wiatrowa ma niewielki wpływ na poziom napięcia w sieci SN (wzrost wartości napięcia o 0,1 kV). Co więcej, należy podkreślić niewielkie różnice pomiędzy wartościami wykazanymi w ekspertyzie i uzyskanymi w trakcie badań symulacyjnych.

7.2.3. Wahania napięcia

W tabeli 7.3 zaprezentowano porównanie wartości współczynnika wahań napięcia wyznaczonego w ekspertyzie dla pracy ciągłej z wartością otrzymaną w trakcie przeprowadzonych badań symulacyjnych.

Tabela 7.3. Porównanie wyników symulacji (ATP Draw) wartości współczynników wahań napięcia z wynikami ekspertyzy

Parametry sieci		Ekspertyza	Symulacja ATP Draw
Moc zwarcia [MVA]	Kąt impedancji sieci [°]	P_{st}	P_{st}
200	80	0,02	0,12

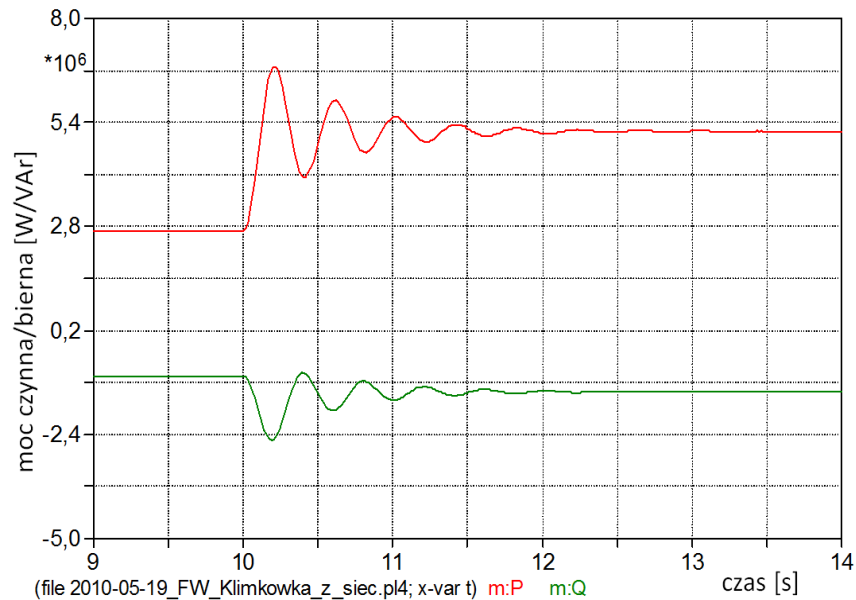
Uzyskana w trakcie symulacji wartość współczynnika wahań napięcia jest znacznie większa od wartości obliczonej w ekspertyzie wpływu na podstawie zależności empirycznych określonych w normie [97]. Główną przyczyną rozbieżności są przyjęte założenia dla symulowanej prędkości wiatru oraz parametrów sieci. Przeprowadzone symulacje potwierdziły natomiast tezę zawartą w [48], że wartości uzyskiwane trakcie symulacji komputerowych są wyższe niż obliczone na podstawie empirycznych zależności z normy [97] i danych zawartych w sprawozdaniach z badań jakości energii wytworzonej w turbinach wiatrowych.

7.3. Symulacje stanów dynamicznych

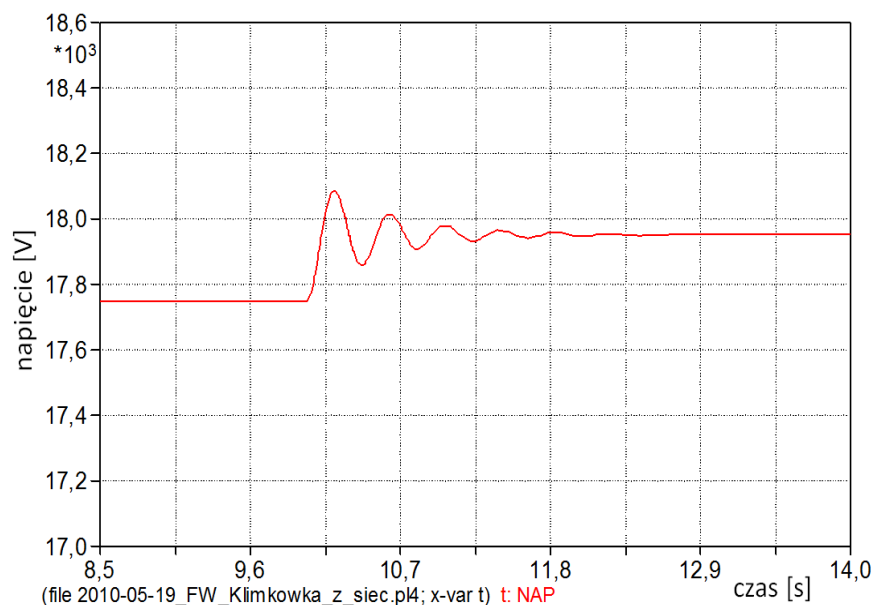
W dalszej części rozdziału zaprezentowano wyniki symulacji wybranych stanów dynamicznych związanych z pracą turbin wiatrowych w systemie elektroenergetycznym (skokowe zwiększenie mocy, zwarcie w sieci zasilającej). Symulacje przeprowadzono na modelu rzeczywistej sieci SN przedstawionej w Załączniku H.

7.3.1. Skokowa zmiana poziomu generacji

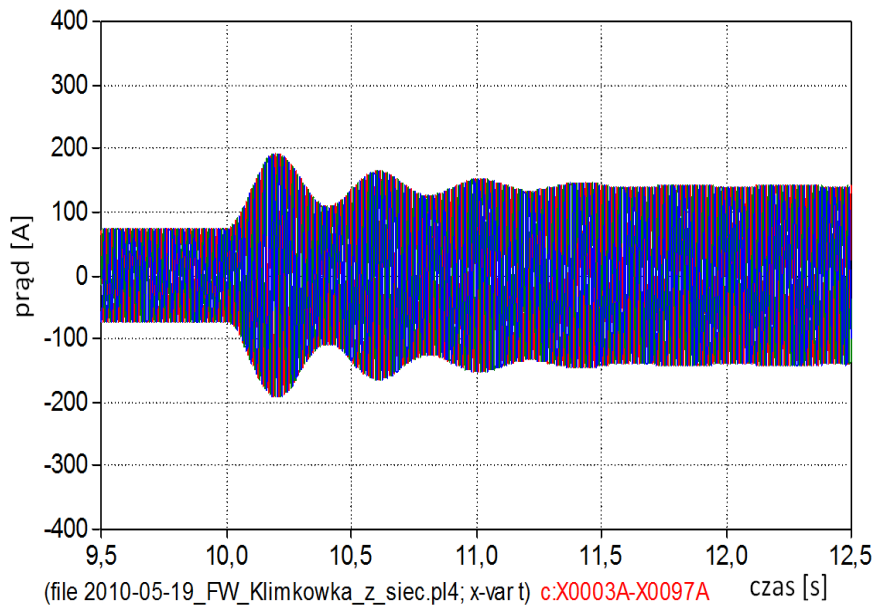
Na rysunkach od 7.3 do 7.5 przedstawiono przebiegi czasowe mocy czynnej i biernej na szynach SN w GPZ Besko oraz napięć i prądów w miejscu przyłączenia farmy wiatrowej 3 podczas skokowej zmiany generacji analizowanej farmy o 50%.



Rys. 7.3. Moc czynna (kolor czerwony) oraz moc bierna (kolor zielony) na szynach średniego napięcia w GPZ Besko podczas zwiększenia mocy czynnej farmy wiatrowej 3 o 50%



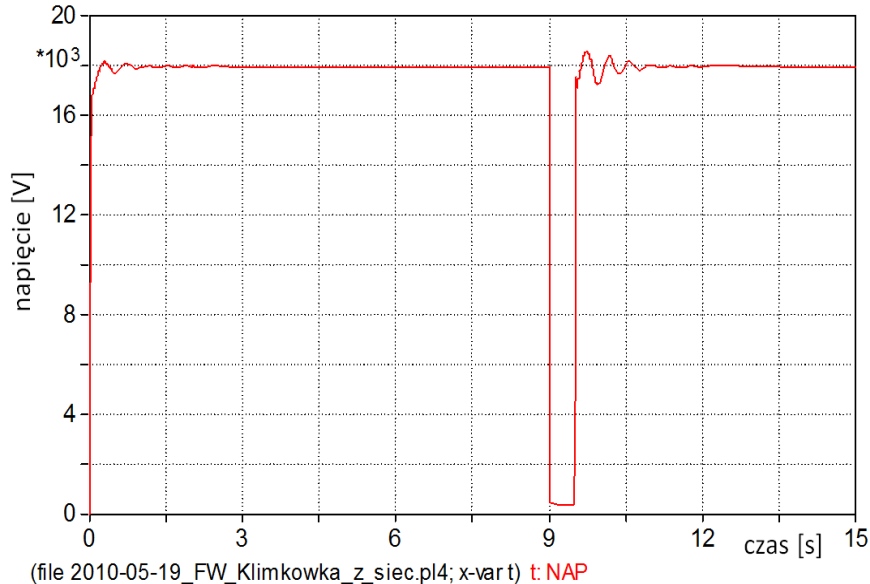
Rys. 7.4. Wartość skuteczna (RMS) napięcia w punkcie przyłączenia farmy wiatrowej 3 podczas skokowego zwiększenia mocy generowanej o 50%



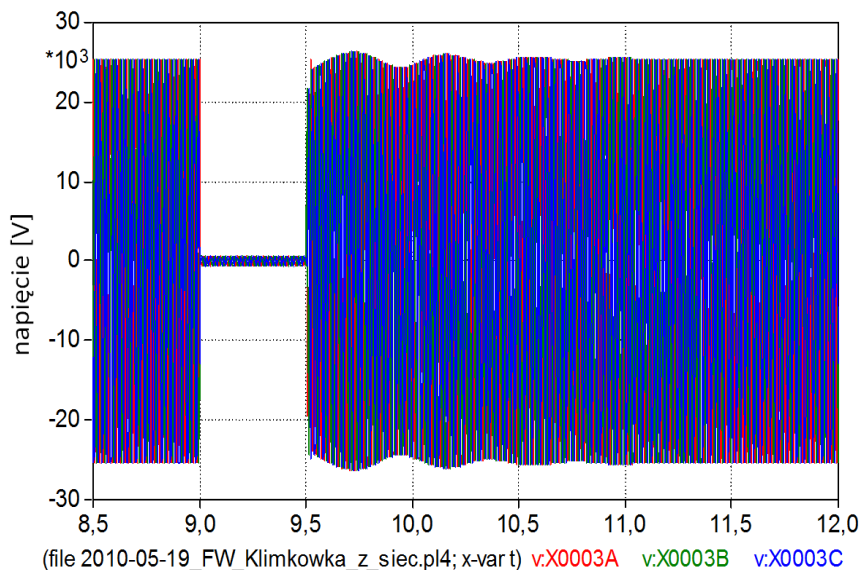
Rys. 7.5. Prądy fazowe (faza L1, L2, L3) w punkcie przyłączenia farmy wiatrowej 3 podczas skokowego zwiększenia mocy generowanej o 50%

7.3.2. Zwarcie trójfazowe doziemne w sieci SN

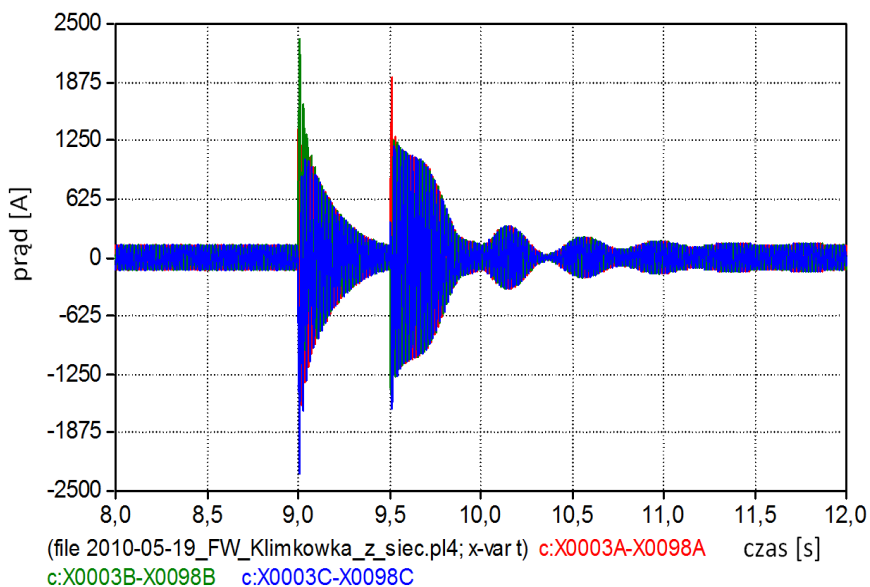
Na rysunkach od 7.6 do 7.9 przedstawiono uzyskane przebiegi napięć i prądów w miejscu przyłączenia farmy wiatrowej 3 oraz prądu na szynach w GPZ Besko przyłączenia podczas zwarcia doziemnego w miejscu przyłączenia farmy wiatrowej 5 (rysunek 7.2).



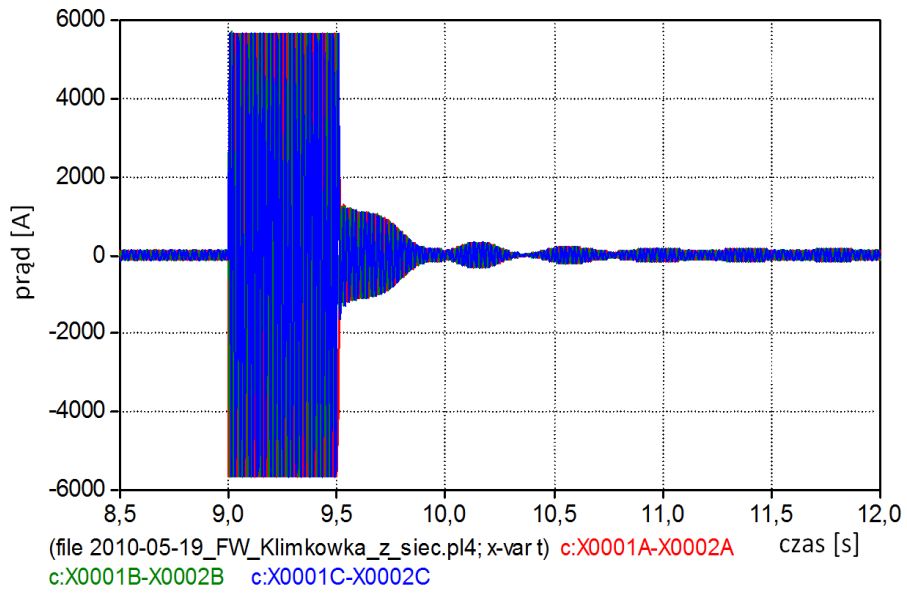
Rys. 7.6. Wartość skuteczna (RMS) napięcia w punkcie przyłączenia FW 3 podczas zwarcia trójfazowego miejscu przyłączenia FW 5 w czasie $t = 9,0 - 9,5$ [s]



Rys. 7.7. Przebieg napięcia w punkcie przyłączenia FW 3 podczas zwarcia trójfazowego w miejscu przyłączenia FW 5 w czasie $t = 9,0 - 9,5$ [s]



Rys. 7.8. Prądy fazowe (faza L1, L2, L3) w punkcie przyłączenia FW 3 podczas zwarcia trójfazowego w miejscu przyłączenia FW 5 w czasie $t = 9,0 - 9,5$ [s]



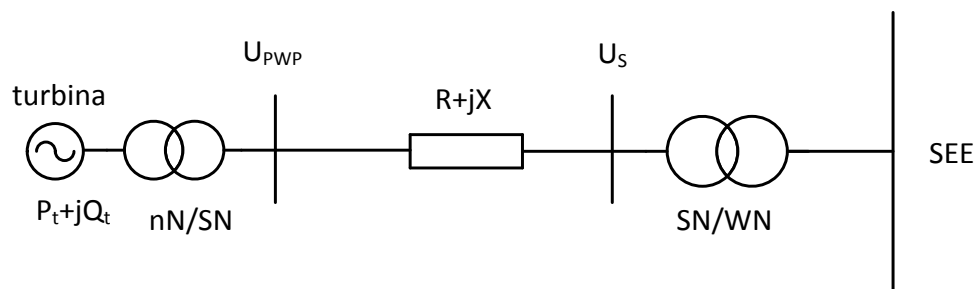
Rys. 7.9. Prądy fazowe (faza L1, L2, L3) na szynach GPZ Besko podczas zwarcia trójfazowego w miejscu przyłączenia FW 5 w czasie $t = 9,0 - 9,5$ [s]

8. Wahania napięcia generowane przez turbiny wiatrowe i sposoby ich redukcji

Turbiny wiatrowe mogą generować wahania napięcia, zarówno podczas pracy ciągłej jak i operacji łączeniowych. Ponadto, jak wynika z [84] wahania pochodzące od operacji łączeniowych (włączanie/wyłączanie turbin wiatrowych) są najczęściej większe od wahań podczas pracy ciągłej. Jak wskazano w rozdziale 3, wahania napięcia wywołane przez turbiny wiatrowe podczas pracy ciągłej, spowodowane są głównie przez:

- zmiany mocy generowanej w wyniku zmian prędkości wiatru,
- różną prędkość wiatru w zależności od wysokości oraz
- zjawisko przestania (efekt cienia).

Opierając się na wynikach przedstawionych w [85] zmiany mocy wyjściowej turbin wiatrowych ze stałą prędkością obrotową, wynikające z wymienionych powyżej czynników, mogą być nawet rzędu 20% mocy znamionowej. Rezultatem tych zmian, będą zmiany napięcia w punkcie przyłączenia. Efekt ten można wyjaśnić na podstawie układu (rysunek 8.1), w którym turbina wiatrowa przyłączona jest do systemu elektroenergetycznego (SEE) przez fragment sieci reprezentowanej poprzez rezystancje (R) i reaktancje (X).



Rys. 8.1. Model sieci do analizy wahań napięcia

Moc generowana przez turbinę zmienia wartość napięcia w systemie, zgodnie z zależnością:

$$\underline{U}_S - \underline{U}_{PWP} = \underline{\Delta U} = \underline{Z} \cdot \underline{I} = (R + jX) \left(\frac{P_t - jQ_t}{U_{PWP}} \right) \quad (8.1)$$

$$Z = \sqrt{R^2 + X^2} \quad (8.2)$$

$$\underline{\Delta U} = \left(\frac{RP_t + XQ_t}{U_{PWP}} \right) + j \left(\frac{XP_t - RQ_t}{U_{PWP}} \right) \quad (8.3)$$

$$\underline{\Delta U} = \underline{\Delta U}_{PWP} + j\underline{\Delta U}_{PWP} \quad (8.4)$$

gdzie:

- U_S napięcie systemu
- U_{PWP} napięcie w miejscu przyłączenia turbiny wiatrowej
- P_t moc czynna generowana przez turbinę wiatrową
- Q_t moc bierna generowana przez turbinę wiatrową
- R rezystancja linii zasilającej
- X reaktancja linii zasilającej

Jeżeli założymy że urojony składnik w równaniu (8.3) jest pomijalnie mały, to równanie można uprościć do postaci [85]:

$$\Delta U = \left(\frac{RP_t + XQ_t}{U_{PWP}} \right) \quad (8.5)$$

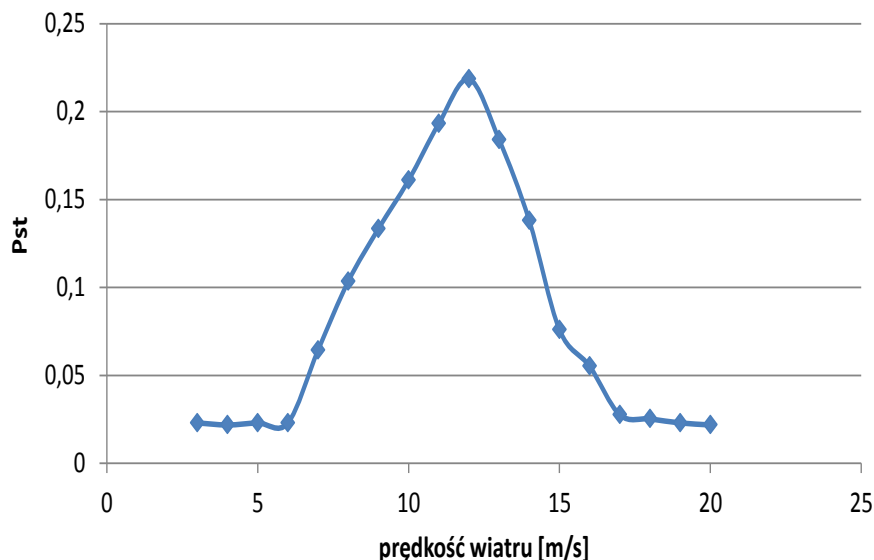
Zgodnie z (8.5), moc czynna i bierna wpływają na zmiany napięcia pomiędzy miejscem przyłączenia turbiny a innym punktem w systemie elektroenergetycznym.

W literaturze można znaleźć wiele badań poświęconych pomiarom, analizie i metodom ograniczania wahań napięcia pochodzących ze źródeł wiatrowych np. [28, 85, 114, 139]. Emisja wahań napięcia przez turbiny wiatrowe zależy od wielu czynników takich jak: parametry wiatru, topologia sieci, typ turbin wiatrowych, obciążenie sieci lub rodzaj przyłączonych równolegle odbiorników. Turbiny ze stałą prędkością obrotową i regulacją mocy przez tzw. przeciąganie charakteryzują się znacznie większą zależnością mocy wyjściowej od parametrów wiatru i efektów aerodynamicznych. W [84] wykazano, że wahania napięcia generowane przez turbiny o zmiennej prędkości obrotowej mogą być nawet cztery razy mniejsze niż wahania generowane przez turbiny o stałej prędkości obrotowej w tym samym warunkach. Co więcej, liczba turbin wiatrowych oraz ich rozmieszczenie przestrzenne na farmie wiatrowej również może wpływać na wielkość wahań napięcia generowanych przez farmę wiatrową [4]. Dla przykładu, jedna turbina wiatrowa o mocy 5 MW może powodować większe wahania napięcia niż dwie turbiny wiatrowe o mocy 2,5 MW każda. Jest to efekt przesunięcia czasowego profilu prędkości wiatru i nakładania się zmian mocy od poszczególnych turbin, co w konsekwencji przekłada się na „wygładzenie” przebiegu mocy czynnej farmy wiatrowej [63]. Podobne wnioski zostały postawione na podstawie wyników symulacji przedstawionych w rozdziale 9.3. W dalszej części rozdziału przeprowadzono symulacje wpływu:

- średniej prędkości wiatru,
- intensywności turbulencji,
- poziomu mocy zwarciowej,
- współczynnika X/R.

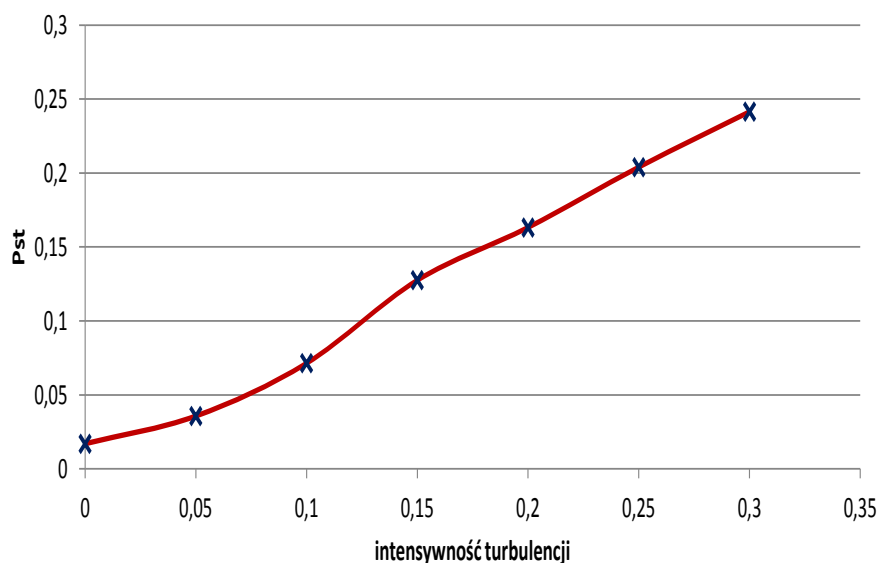
na wielkość wahań napięcia generowanych przez turbiny wiatrowe. Symulacje przeprowadzono w modelu sieci jak na rysunku 8.1. W symulacjach zastosowano turbinę wiatrową ze stałą prędkością obrotową o mocy 900 kW (Załącznik D) oraz parametry typowej sieci SN (linia napowietrzna o przekroju 70 mm²). Przebieg prędkości wiatru zamodelowano zgodnie z opisem w rozdziale 6, przyjmując średnią prędkość wiatru 12 m/s. Wahania napięcia uzyskano z modelu wirtualnego miernika wahań napięcia, szczegółowo opisanego w Załączniku B. W trakcie symulacji uzyskano współczynnik wahań napięcia $P_{st}=0,22$.

W pierwszej kolejności analizie poddano wpływ średniej prędkości wiatru na wahania napięcia. Przyjęto współczynnik turbulencji na poziomie 0,1. Uzyskane wyniki zaprezentowano na rysunku 8.2.



Rys. 8.2. Współczynnik wahań napięcia w funkcji średniej prędkości wiatru

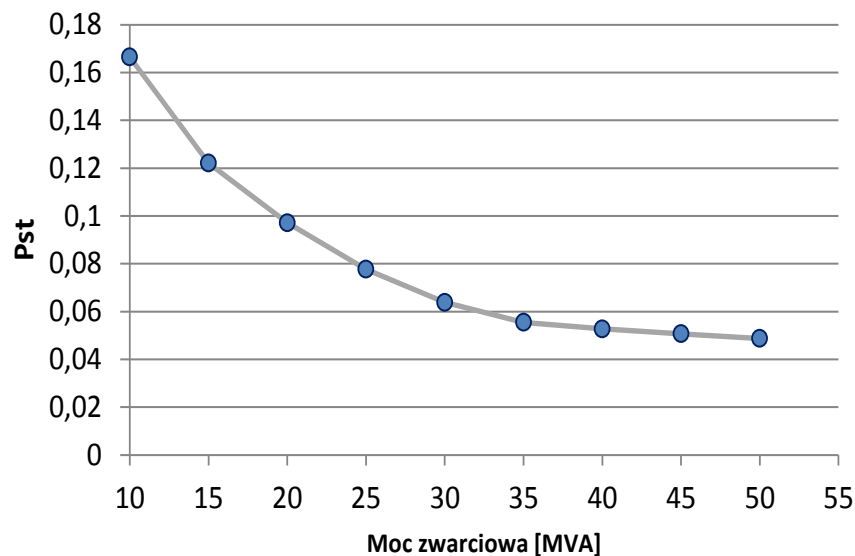
Jak widać na rysunku 8.2, wahania napięcia generowane przez turbinę wiatrową ze stałą prędkością obrotową, rosną szybko ze wzrostem prędkości wiatru. Współczynnik P_{st} rośnie prawie liniowo do prędkości wiatru około 12 m/s gdzie znajduje się wyraźny punkt przegięcia. Dla większych prędkości wiatru poprzez regulacje mocy turbiny (przez tzw. przeciąganie) zmniejsza się współczynnik mocy turbiny (λ), co znacząco ogranicza turbulencje. Organiczne są także zmiany mocy wyjściowej turbiny wiatrowej i co za tym idzie wahania napięcia są mniejsze [85]. Turbiny ze zmienną prędkością obrotową charakteryzują się inną zależnością. Przy dużych prędkościach wiatru, zmiany prędkości wiatru także wywołują zmiany generowanej mocy, jednak ich amplituda w porównaniu do turbin pracujących ze stałą prędkością obrotową jest dużo mniejsza [110].



Rys. 8.3. Współczynnik wahań napięcia w funkcji intensywności turbulencji

Wpływ intensywności turbulencji na poziom wahań napięcia generowanych przez turbiny wiatrowe został przedstawiony na rysunku 8.3. Symulacje przeprowadzono dla średniej prędkości wiatru 10 m/s. Dla turbin ze stałą prędkością obrotową, jak widać na rysunku 8.3, poziom wahań napięcia rośnie prawie liniowo wraz ze wzrostem intensywności turbulencji [85, 114]. Podobną zależnością wahań napięcia od intensywności turbulencji charakteryzują się turbiny ze zmienną prędkością obrotową [85].

Wpływ wielkości mocy zwarciowej sieci na wartości współczynnika wahań napięcia pokazano na rysunku 8.4. Moc zwarciowa jest wskaźnikiem pozwalającym ocenić „sztywność” sieci w danym węźle. Większa wartość mocy zwarciowej oznacza większą „sztywność” sieci w danym punkcie sieci i dlatego też poziom wahań napięcia powinien być relatywnie mały.



Rys. 8.4. Współczynnik wahań napięcia w funkcji mocy zwarciowej w miejscu przyłączenia turbiny

Zgodnie z oczekiwaniami, wahania napięcia są bardziej widoczne w sieciach o małej mocy zwarciowej. Uzyskana zależność współczynnika wahań napięcia obowiązuje zarówno dla turbin ze stałą jak i zmienną prędkością obrotową [61, 85].

Jak wynika z (8.1) kąt impedancji sieci również wpływa na zmiany wartości napięcia. Na podstawie tej zależności można stwierdzić, że wahania napięcia można ograniczyć poprzez kompensację przepływów mocy czynnej i biernej. Wielkość wahań napięcia będzie zależała od różnicy kąta impedancji sieci ψ_k i współczynnika mocy turbiny wiatrowej φ , zgodnie z zależnością:

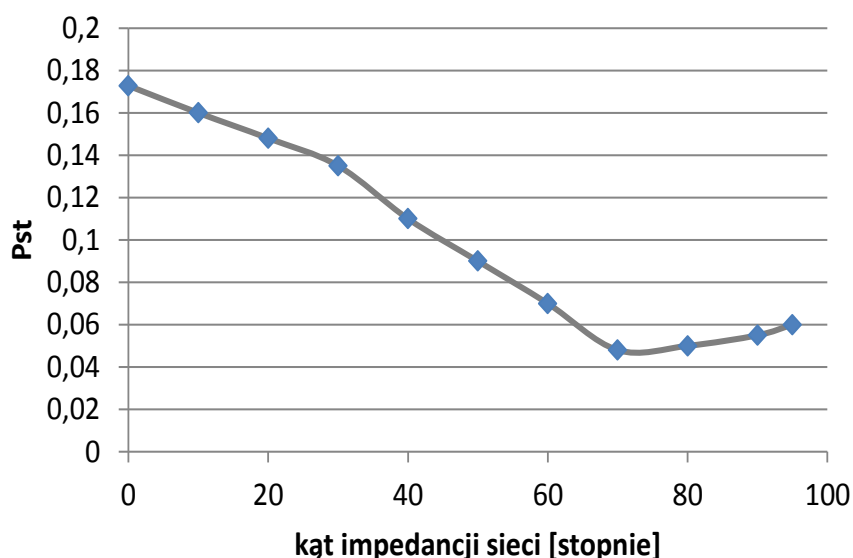
$$\tan\psi_k = \frac{X}{R} \quad (8.6)$$

$$\tan\varphi = \frac{Q_t}{P_t} \quad (8.7)$$

Uwzględniając (8.6) i (8.7), zależność (8.5) przyjmuje postać:

$$\Delta U = \frac{P_t R (1 + \tan\varphi \cdot \tan\psi_k)}{U} = \frac{P_t R \cdot \cos(\varphi - \psi_k)}{U \cdot \cos\varphi \cdot \cos\psi_k} \quad (8.8)$$

Zgodnie z (8.8) jeżeli różnica pomiędzy kątem impedancji sieci ψ_k i współczynnikiem mocy turbiny wiatrowej φ jest bliska 90 stopni, wahania napięcia będą minimalizowane. Turbiny ze stałą prędkością obrotową podczas pracy (generacja mocy czynnej) pobierają z sieci moc bierną. Dlatego też, minimum generowanych wahań napięcia będzie występowało dla kątów impedancji sieci pomiędzy 60 a 70 stopni [85]. Inna zależność obowiązuje dla turbin wiatrowych ze zmienną prędkością obrotową, które posiadają zdolność do kontroli mocy czynnej i biernej. W normalnych warunkach, turbiny wiatrowe wyposażone w generatory DFIG zwykle pracują ze współczynnikiem mocy równym jeden, co oznacza, że nie pobierają ani nie generują mocy biernej. W takim przypadku, wartość rezystancji sieci ma decydujący wpływ na wielkość emisji wahań napięcia przez turbinę wiatrową. Jeżeli kąt impedancji sieci rośnie, maleje również rezystancja sieci co ma wpływ na zmniejszenie emisji wahań napięcia. Uzyskaną z symulacji zależność współczynnika wahań napięcia od kąta fazowego impedancji sieci zaprezentowano na rysunku 8.5.



Rys. 8.5. Współczynnik wahań napięcia w funkcji kąta impedancji sieci

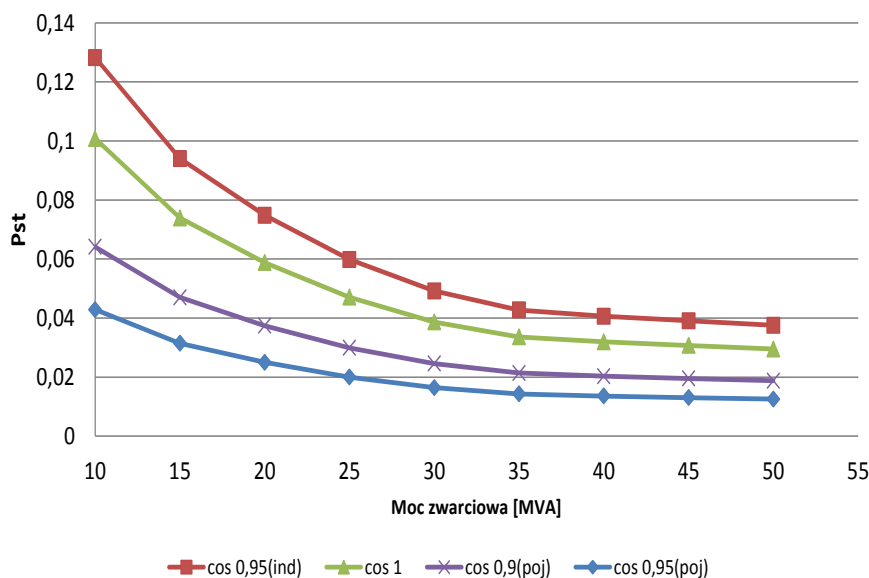
Zagadnienia dotyczące strategii ograniczenia wahań napięcia pochodzących z turbin wiatrowych prezentowane są w licznych publikacjach min.[5, 73, 74, 114]. Łagodzenie wahań napięcia wywoływanych przez turbiny wiatrowe realizuje się przez kompensowanie zmian mocy biernej w miejscu przyłączenia. Jakkolwiek należy zaznaczyć, że szczególnie w sieciach dystrybucyjnych SN charakteryzujących się małym kątem impedancji sieci, proponowane sposoby redukcji wahań napięcia mogą być ograniczone możliwościami generacji mocy biernej o dużej wartości przez przekształtniki zainstalowane w turbinach wiatrowych [139]. W przypadku turbin wiatrowych ze stałą prędkością obrotową, możliwe są dwa sposoby kompensowania zmian mocy biernej: baterie kondensatów lub kompensatory statyczne (SVC lub STATCOM). Kompensatory statyczne można również stosować dla turbin wiatrowych ze zmienną prędkością obrotową, jednakże ich zastosowanie w tych przypadkach może być ekonomicznie nieuzasadnione, szczególnie w sieciach dystrybucyjnych. Wyniki

zaprezentowane w [24, 114] wskazują, że kompensatory STATCOM mogą efektywnie ograniczać wahania napięcia niezależnie od prędkości wiatru i wielkości farmy. Ponadto, w porównaniu do załączanych mechanicznie lub za pomocą łączników tyrystorowych baterii kondensatorów, kompensatory STATCOM cechuje szybka odpowiedź na zaistniałe zmiany napięcia.

Turbiny wiatrowe ze zmienną prędkością obrotową z generatorami indukcyjnymi podwójnie zasilanymi posiadają własne możliwości sterowania (zarządzania) mocą bierną. Regulacja mocy biernej przez turbinę wiatrową może odbywać się w następujących trybach:

- 1) stałego współczynnika mocy,
- 2) kontroli wartości napięcia,
- 3) kontroli mocy biernej,
- 4) kontroli mocy czynnej.

Na rysunku 8.6 zaprezentowano wyniki symulacji wpływu charakteru pracy turbiny wiatrowej na poziom wahań napięcia.



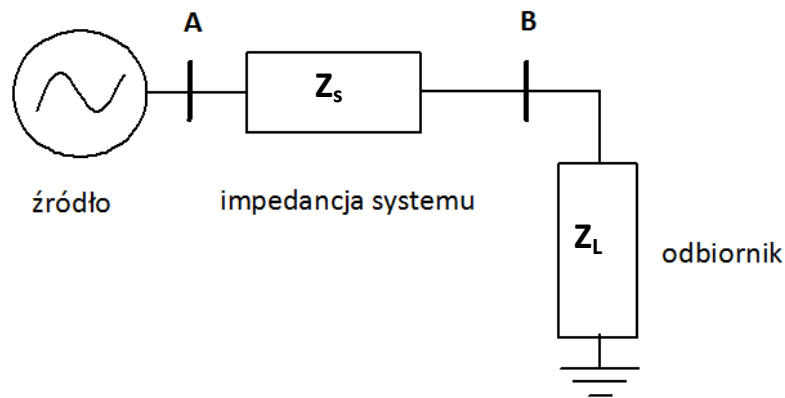
Rys. 8.6. Współczynnik wahań napięcia w funkcji mocy zwarcia i sposobu regulacji

Jak widać z danych zaprezentowanych na rysunku 8.6, wahania napięcia w przypadku pracy turbiny wiatrowej ze współczynnikiem mocy równym 1 (turbina nie pobiera i nie generuje mocy biernej) są mniejsze niż w przypadku generacji mocy biernej do sieci. Wynika to z faktu, że zmianom mocy czynnej towarzyszą zmiany mocy biernej wprowadzanej do sieci, co skutkuje większymi zmianami napięcia. Jeżeli turbina pobiera z sieci moc bierną następuje ograniczenie poziomu wahań napięcia. Jak wskazano w [4] ograniczenie wahań napięcia jest powodowane przez ciągłą regulację poboru mocy biernej z sieci.

9. Propagacja wahań napięcia w systemie elektroenergetycznym

System elektroenergetyczny ma zdolność tłumienia wahań napięcia głównie poprzez impedancje sieci i transformatorów oraz przyłączone do niego odbiorniki [120]. Nie uwzględnienie tego faktu, zdaniem autora, może być przyczyną błędów przy podejmowaniu decyzji na etapie określania możliwości przyłączenia. W niniejszym rozdziale przedstawiono analizę teoretyczną popartą badaniami symulacyjnymi zjawisk dotyczących propagacji i tłumienia wahań napięcia, które zdaniem autora powinny być uwzględniane na etapie opracowywania ekspertyz wpływu przyłączenia do systemu elektroenergetycznego.

Wahania napięcia mogą rozprzestrzeniać się w systemie elektroenergetycznym poprzez propagację w sieciach przesyłowych i dystrybucyjnych. Propagacja wahań napięcia odbywa się z pewnym tłumieniem zależnym od mocy zwarciowej oraz stopnia i rodzaju obciążenia [103]. Zagadnienie propagacji wahań napięcia można rozpatrywać przy pomocy uproszczonego modelu sieci, której schemat przedstawiono na rysunku 9.1.



Rys. 9.1. Model sieci do analizy propagacji wahań napięcia

Wielkością charakteryzującą zdolność systemu do propagacji zaburzenia jest tzw. współczynnik tłumienia wahań napięcia (T_{Pst}), który dla dwóch punktów sieci zasilającej – A i B można zdefiniować zależnością:

$$T_{PstAB} = \frac{P_{st}(B)}{P_{st}(A)} \quad (9.1)$$

Dla przykładowej sieci promieniowej przedstawionej na rysunku 9.1, współczynnik przejścia wahań napięcia z punktu A do punktu B może być również zdefiniowany w następujący sposób [120]:

$$T_{PstAB} = \frac{P_{st}(B)}{P_{st}(A)} = \frac{Z_S}{Z_S + Z_L} \quad (9.2)$$

gdzie:

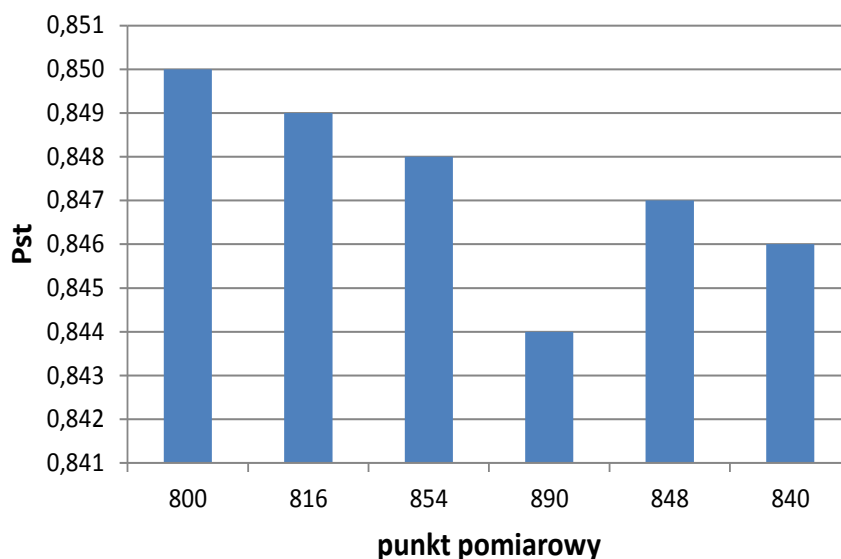
Z_S impedancja systemu zasilającego,

Z_L impedancja odbiornika.

W przeprowadzonych symulacjach zastosowano dwa różne źródła wahań napięcia. Jedno źródło zaburzenia stanowiły dwie turbiny wiatrowe z maszynami asynchronicznymi o mocy 900 kW każda, napędzane zmiennym momentem mechanicznym pochodzącym od symulowanej prędkości wiatru (Załącznik D). Wahania napięcia wywołano poprzez celową modulację momentów elektromagnetycznych turbin wiatrowych. Innym źródłem wykorzystanym w symulacjach, było sinusoidalnie modulowane źródła napięcia o ustalonej wartości amplitudy i częstotliwości modulacji. Do wyznaczenia wahań napięcia wykorzystano wirtualny model miernika wahań zbudowany w środowisku Matlab/Simulink (Załącznik B). Pozostałe symulacje przeprowadzono w środowisku ATP Draw.

9.1. Propagacja wahań napięcia z sieci WN do sieci SN (propagacja „z góry na dół”)

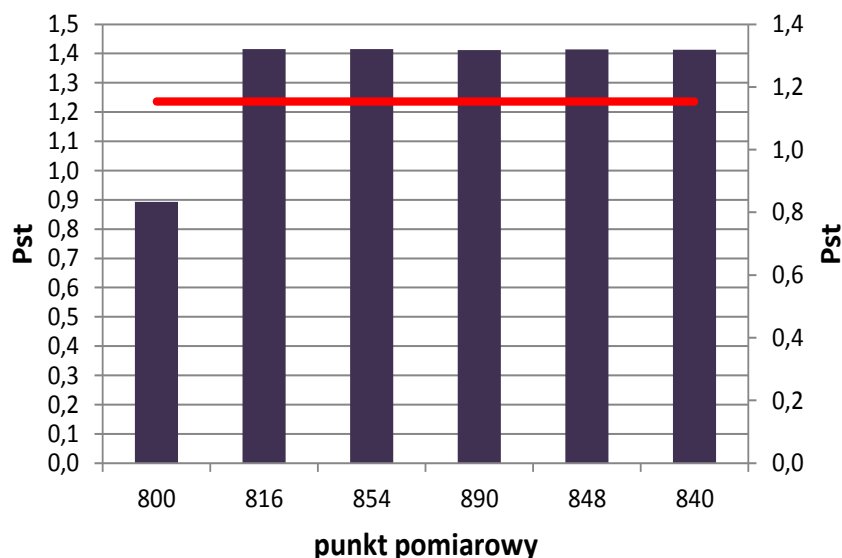
Badanie propagacji wahań napięcia z sieci WN do SN przeprowadzono w sieci ,do której przyłączono jedynie odbiorniki o stałej niezależnej od wartości napięcia mocy czynnej i biernej. Wahania napięcia wygenerowano w źródle przyłączonym do sieci WN (węzeł 800 – rysunek 9.2, współczynnik modulacji $m=0,1$, częstotliwość modulacji $f=10\text{Hz}$). Uzyskane wyniki przedstawiono na rysunku 9.3.



Rys. 9.3. Współczynniki wahań napięcia w poszczególnych węzłach sieci – źródło wahań w sieci WN (węzeł 800)

Jak wiadać na rysunku 9.3, w sieci z odbiornikami o stałej, niezależnej od wartości napięcia, mocy, efekt tłumienia zaburzenia jest znikomym. Najmniejszą wartość współczynnika wahań napięcia zmierzono w punkcie 890, do którego poprzez transformator SN/nN przyłączono odbiornik nN. Wykonane pomiary potwierdziły, że wraz ze wzrostem impedancji pomiędzy źródłem zaburzenia a punktem pomiarowym następuje redukcja wahań napięcia. W analizowanej sieci skala redukcji jest niewielka, co jest wynikiem niewielkich odległości („elektrycznych”) pomiędzy poszczególnymi punktami pomiarowymi.

Analizując efekt propagacji, przeprowadzono także obliczenia, w których źródła wahań przyłączono zarówno do sieci WN i SN. Analogicznie jak w poprzedniej symulacji, źródłem wahań po stronie WN było modulowane źródło napięcia. Natomiast, źródło wahań w sieci SN stanowiły turbiny wiatrowe. Wartości obliczonych współczynników wahań napięcia zaprezentowano na rysunku 9.4.



Rys. 9.4. Współczynniki wahań napięcia w poszczególnych węzłach sieci – źródła wahań w sieci WN (węzeł 800) i SN (węzeł 854)

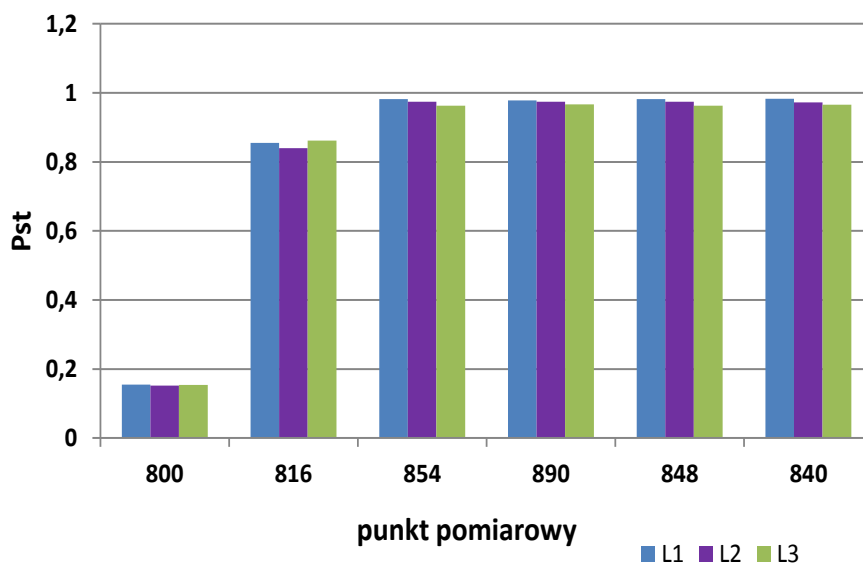
Przeprowadzone symulacje pokazują, że jedynie niewielka część wahań napięcia generowanych w sieci SN przenosi się do sieci WN napięcia (wzrost wartości P_{st} w punkcie 800 o 0,05). Podkreślić również należy, że wahania napięcia pochodzące od różnych źródeł nie sumują się algebraicznie, szczególnie w przypadkach, gdy źródła wahań są przyłączone do sieci o różnym napięciu znamionowym. Uzyskane w trakcie symulacji wartości współczynników wahań napięcia są większe niż wyznaczone przy zastosowaniu powszechnie znanego prawa sumowania dla współczynnika $m=3$, którego wartość obliczoną zgodnie z zależnością (9.7) zaznaczono czerwoną linią na rysunku 9.4.

9.2. Sieć obciążona odbiornikami o stałej impedancji zastępczej

Kolejne symulacje obrazują wahania napięcia w sieci testowej z przyłączonymi odbiornikami o stałej impedancji zastępczej. Sieć SN i nN obciążono odbiornikami statycznymi (także asymetrycznymi) o całkowitej mocy około 3000 kW i średnim współczynniku mocy równym 0,9. Źródło zaburzenia turbiny wiatrowe przyłączone do węzła 854 (rysunek 9.2). Wyznaczone wartości współczynników wahań napięcia w wybranych punktach sieci przedstawiono na rysunku 9.5, oraz zestawiono w tabeli 9.1.

Jak zaprezentowano na rysunku 9.5 i w tabeli 9.1, poziom wahań napięcia w sieci WN jest stosunkowo niewielki (węzeł 800) w porównaniu do sieci SN. Główną przyczyną jest duża moc zwarciowa systemu zasilającego oraz wielkość reaktancji transformatora WN/SN.

Wysokie wartości współczynników wahań napięcia otrzymano dla węzłów najbliższych położonych źródła wahań napięcia (węzeł 854).



Rys. 9.5. Współczynnik wahań napięcia w wybranych punktach sieci

Tabela 9.1. Wartości współczynników migotania światła w wybranych punktach sieci

Punkt pomiarowy	Wartości współczynników P_{st}			
	L1	L2	L3	
Punkt 800 (pkt. A)	0,154	0,152	0,153	
Punkt 816 (pkt. B)	0,855	0,840	0,862	
Punkt 854 (pkt. C)	0,983	0,974	0,964	
Punkt 840 (pkt. D)	0,982	0,972	0,965	
	Współczynniki tłumienia			
	$T_{Pst\ 816/800}$	$T_{Pst\ 854/800}$	$T_{Pst\ 840/854}$	
Na podstawie schematu impedancyjnego faza L1	0,165	0,133	1,0	
Na podstawie symulacji	L1	0,181	0,157	0,999
	L2	0,180	0,156	1,001
	L3	0,178	0,159	0,997
	średnia	≈ 0,18	≈ 0,157	≈ 1,0

Otrzymane wyniki (poziom wahań w węźle 890) potwierdzają brak tłumienia wahań przy przejściu z sieci SN do sieci nN. Na podstawie jednofazowego (faza L1) impedancyjnego schematu zastępczego sieci i przyłączonych do niej odbiorników, zgodnie z zależnością (9.2) obliczono wartości współczynników przejścia T_{Pst} pomiędzy poszczególnymi węzłami. Wyniki obliczeń analitycznych porównano z wartościami wyznaczonymi na podstawie symulacji, z zastosowaniem modelu sieci i modelu miernika wahań napięcia. Różnice pomiędzy wartościami współczynników tłumienia wyznaczonych na podstawie prostego jednofazowego schematu impedancyjnego oraz badań symulacyjnych nie przekraczają 13%.

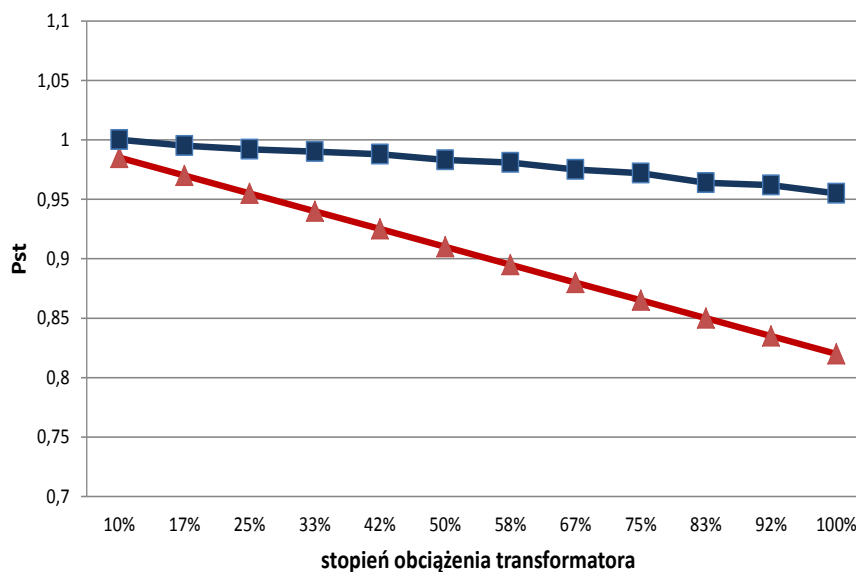
W [41] podano uproszczoną empiryczną zależność, która pozwala określić współczynnik tłumienia przy przejściu pomiędzy WN i SN:

$$T_{Pst} = \frac{P_{stSN}}{P_{stWN}} = 1 - \left((1 - T_{Pst(a)}) * \frac{\text{Obciążenie trafo (\%)}}{100} \right) \quad (9.3)$$

gdzie:

- P_{stSN} współczynnik wahań napięcia po stronie wtórnej transformatora WN/SN,
- P_{stWN} współczynnik wahań napięcia po stronie pierwotnej transformatora WN/SN,
- $T_{Pst(a)}$ współczynnik tłumienia dla nieobciążonego transformatora.

Jak wynika z (9.3), współczynnik tłumienia zależy liniowo od stopnia obciążenia transformatora zasilającego. W celu weryfikacji zależności (9.3), w modelu sieci (Załącznik A) wyznaczono współczynniki tłumienia dla różnych obciążeń transformatora zasilającego. Obciążanie transformatora zmieniano poprzez zmianę mocy przyłączonych odbiorników. Uzyskane wyniki przedstawiono na rysunku 9.6. Uzyskane wartości porównano ze współczynnikami tłumienia wyznaczonymi zgodnie z zależnością (9.3), dla przyjętej za [41] wartości $T_{Pst(a)} = 0,8$, która odpowiada przyjętemu współczynnikowi tłumienia pomiędzy siecią WN i SN. W ocenie autora, podstawową niedogodnością w stosowaniu zależności (9.3) jest konieczność przyjęcia założonej wartości $T_{Pst(a)}$.



Rys. 9.6. Współczynnik wahań napięcia w punkcie 854 dla różnych wielkości obciążenia sieci testowej. Linią czerwoną przedstawiono zmienność współczynnika wyznaczonej na podstawie zależności (9.3) dla $T_{Pst(a)}$ równego 0,8

Przedstawione wyniki pokazują, że wyznaczenie współczynnika tłumienia na podstawie zależności (9.3) może być przyczyną postawienia nieprawidłowych wniosków. Przeprowadzone przez autora symulacje potwierdziły liniową zależność pomiędzy obciążeniem transformatora i poziomem ograniczenia wahań napięcia. Niemniej jednak, przyjęcie współczynnika tłumienia wahań napięcia pomiędzy WN i SN na poziomie 0,8 dla sieci obciążonych jedynie odbiornikami statycznymi może być powodem znacznych błędów.

9.3. Sieć obciążona odbiornikami o impedancji zmiennej w funkcji napięcia

Wahania napięcia są w znaczącym stopniu powodowane zmianami mocy biernej odbiorników, jako że w impedancji zastępczej sieci dużą część stanowi reaktancja indukcyjna (szczególnie w sieciach WN). Wskutek tego, niezwykle istotną dla tłumienia wahań napięcia jest szybkość zmian mocy biernej podczas zmian napięcia (wartość pochodnej dQ/dU). W literaturze przedmiotu można wskazać pozycje [np. 41, 136, 138], które podają, że wartość pochodnej dQ/dU może osiągać dla niektórych rodzajów odbiorników znaczący poziom, tzn. niewielkie zmiany napięcia powodują duże zmiany mocy biernej i odwrotnie. Opisany związek skutkuje również tłumieniem wahań napięcia – Tabela 9.2 [136].

Tabela 9.2. Przykładowa zależność szybkości zmian mocy od szybkości zmian napięcia [136]

Rodzaj środowiska	dP/dU	dQ/dU
Przemysłowe	0,18	6,0
Usługi i handel	1,3	3,1
Komunalne	1,5	3,2

W celu analitycznego wyznaczenia wpływu tego rodzaju odbiorników na poziom zaburzenia wykorzystuje się dwa modele:

1. model, w którym zmiany mocy czynnej i biernej są zależne od zmian napięcia w odpowiednio wysokich potęgach:

$$S = P_N \left(\frac{U}{U_N} \right)^\alpha + Q_N \left(\frac{U}{U_N} \right)^\beta \quad (9.4)$$

gdzie P_N i Q_N są mocą czynną i bierną przy napięciu znamionowym, natomiast α i β są empirycznymi współczynnikami określającymi zależność mocy odbiornika od napięcia zasilającego;

2. model, w którym uwzględniona jest dynamika reakcji odbiornika na zmiany napięcia. Uwzględniając jedynie zmienność mocy biernej (jako czynnika o dominującym wpływie na tłumienie wahań napięcia) model można uprościć do postaci:

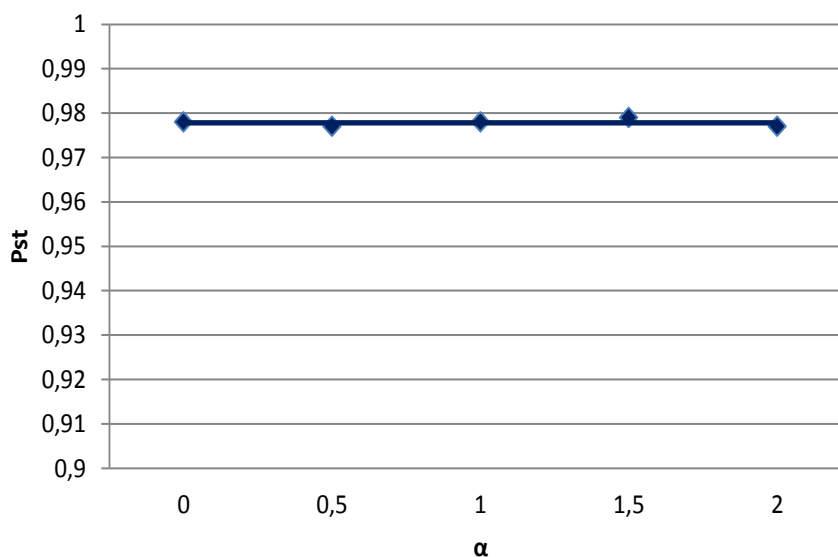
$$\Delta Q = K_v \left(\frac{s\tau}{1+s\tau} \right) \Delta U \quad (9.5)$$

Dla analiz i symulacji rekomenduje się przyjęcie współczynnika wzmocnienia K_v równego 3 i stałej czasowej τ w przedziale od 0,1 do 1,0 s [136].

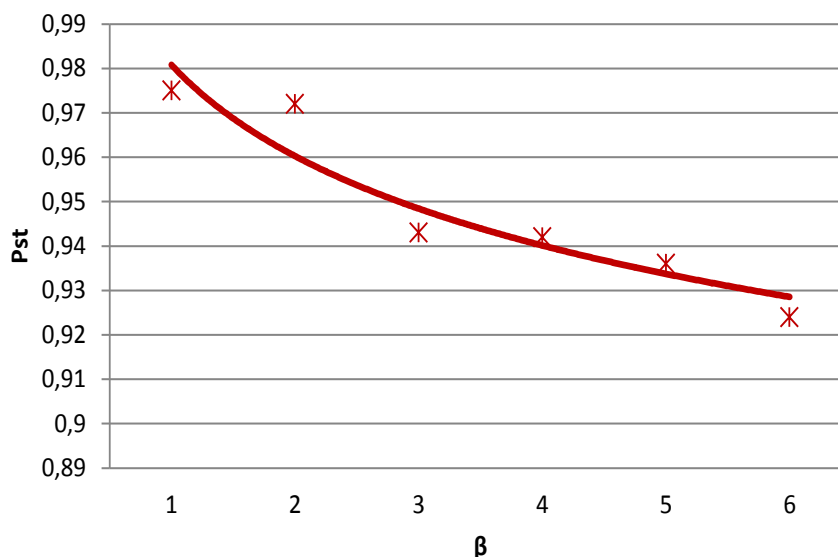
Celem określenia własności opisanych powyżej modeli odbiorników o zmiennej charakterystyce mocy czynnej i biernej, w punkcie 816 analizowanej sieci zamodelowano odbiornik o mocy znamionowej 1000 kW i znamionowym współczynniku mocy wynoszącym 0,9. Moc czynną i bierną zamodelowanego odbiornika uzależniono od napięcia na jego zaciskach, zgodnie z zależnościami (9.4) i (9.5). Uzyskane w trakcie symulacji wartości

współczynników wahań napięcia w funkcji wykładników α i β (zgodnie z zależnością 9.4) przedstawiono na rysunku 9.7 i 9.8.

Z przedstawionych wyników symulacji wynika, że uwzględnienie zmian dynamicznych mocy czynnej odbiornika nie wpływa znacząco na poziom wahań napięcia w analizowanej sieci. Uzyskana podczas symulacji zależność wahań napięcia od współczynnika β (uwzględniającego zmienność mocy biernej w funkcji napięcia), zdaniem autora potwierdza tezę, że odbiorniki o silnym związku mocy biernej i wartości napięcia, mogą powodować znaczącą redukcję wahań napięcia.

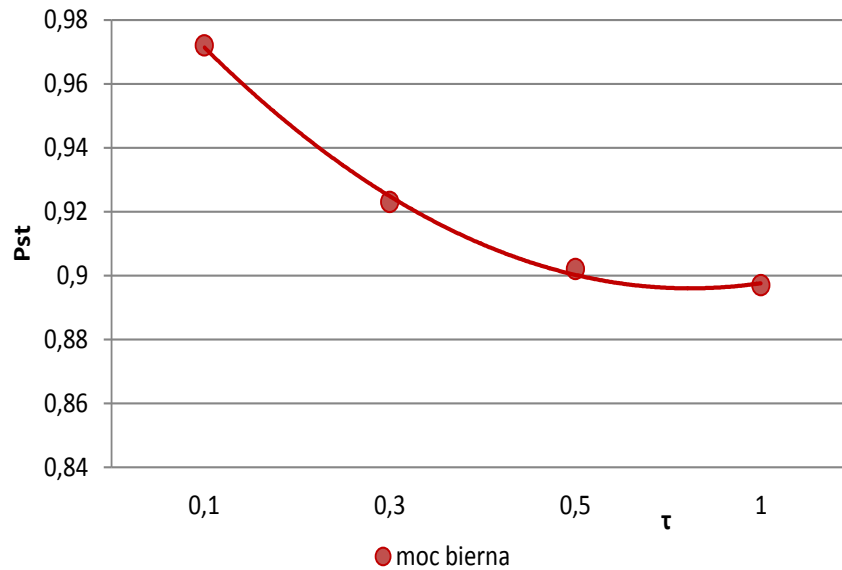


Rys.9.7. Współczynnik wahań napięcia w funkcji współczynnika α w węźle 816



Rys. 9.8. Współczynnik wahań napięcia w funkcji współczynnika β w węźle 816

Analizie poddano także drugi z opisanych modeli, uwzględniający wpływ dynamiki zmian mocy biernej na zmianę napięcia (zależność 9.5). Otrzymaną w trakcie symulacji zależność współczynników wahań napięcia od stałej czasowej zademonstrowano na rysunku 9.9.



Rys. 9.9. Krótkookresowy wskaźnik migotania w funkcji stałej czasowej τ w węźle 816

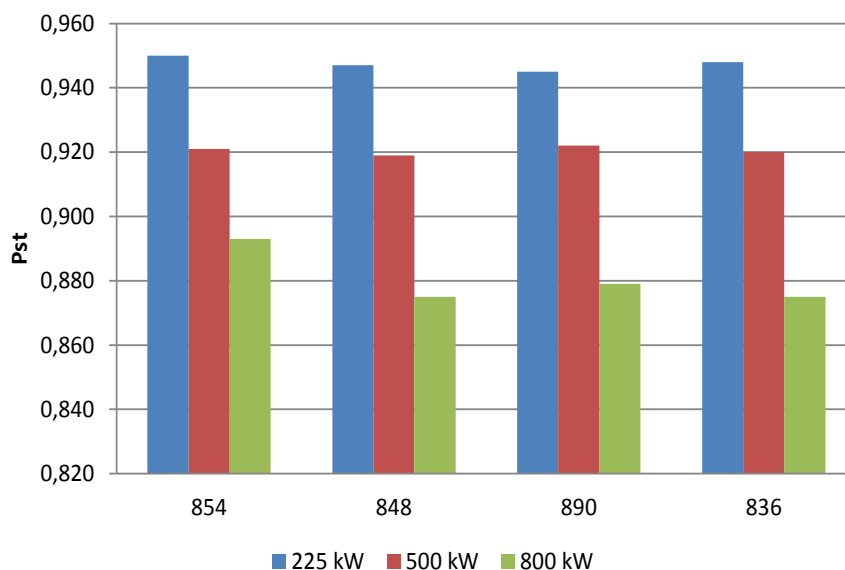
Wykonane symulacje pokazują, że uwzględnienie dynamiki zmian mocy biernej odbiornika w odpowiedzi na zmianę napięcia, może spowodować dodatkowe (w porównaniu do modelu bez uwzględnienia stałej czasowej) obniżenie poziomu wahań napięcia.

9.4. Propagacja wahań napięcia w sieci z odbiornikami statycznymi i wirującymi

Na podstawie przeprowadzonych symulacji, szczegółowo opisanych w niniejszym rozdziale, oraz wniosków zawartych w literaturze [41, 120, 123], poziom tłumienia wahań napięcia zależy przede wszystkim od „dynamicznej” impedancji zastępczej odbiorników przyłączonych do sieci. Jak szczegółowo opisano w [120] redukcję wahań napięcia mogą powodować odbiorniki wirujące tzn. silniki przyłączone do sieci bez pośrednictwa przekształtników. Dla potwierdzenia wpływu odbiorników wirujących na poziom wahań napięcia, przeprowadzono symulacje, w których: zmieniano liczbę przyłączonych silników, ich moc znamionową oraz momenty mechaniczne. W trakcie symulacji, badano także wpływ miejsca przyłączenia silnika na wielkość wahań napięcia.

9.4.1. Wpływ mocy silnika na poziom tłumienia wahań

Wpływ mocy silnika na poziom wahań napięcia oraz tłumienie, wyznaczono przyłączając kolejno w punkcie 816 silniki indukcyjne (Załącznik C) o mocy: (a) 225 kW; (b) 500 kW i (c) 800 kW obciążone znamionowym momentem mechanicznym. Uzyskane wartości współczynników wahań napięcia w wybranych punktach sieci, przedstawiono na rysunku 9.10.



Rys. 9.10. Wahania napięcia P_{st} w punkcie 816 w zależności od mocy silnika indukcyjnego w wyróżnionych punktach sieci (wartość średnia z trzech faz)

Z przeprowadzonej analizy wynika wyraźnie tłumiący wpływ silników indukcyjnych na poziom wahań napięcia. Co więcej, zaobserwowany efekt tłumienia zaburzenia rośnie znacząco ze wzrostem mocy znamionowej przyłączanej maszyny. Zaobserwowany wzrost tłumienia wahań napięcia ze wzrostem mocy znamionowej silników indukcyjnych wynika z faktu, że silniki o mniejszej mocy znamionowej mają mniejszą zgromadzoną energię, zarówno mechaniczną jak i elektromagnetyczną, co ogranicza ich zdolności do redukcji wahań napięcia zasilającego [120].

9.4.2. Wpływ liczby silników na poziom tłumienia wahań napięcia

W dalszej kolejności analizowano wpływ liczby silników na poziom zaburzenia. W tym celu do węzła 834 przyłączono kilka silników indukcyjnych o mniejszych mocach jednostkowych obciążonych znamionowym momentem napędowym. Moce znamionowe poszczególnych silników dobrano w taki sposób, aby obliczone wartości współczynników wahań napięcia wyznaczonych dla kilku silników indukcyjnych o mniejszych mocach znamionowych można było porównać z wartościami wyznaczonymi we wcześniejszych symulacjach. I tak dla przykładu, wpływ przyłączenia dwóch silników o mocach jednostkowych 225 kW na wahania napięcia porównano z wartościami współczynników dla jednego silnika o mocy 500 kW. Kolejno, wpływ czterech silników o mocy 225 kW porównano z oddziaływaniem na poziom wahań napięcia silnika o mocy 800 kW. Wyniki obliczonych współczynników wahań napięcia zestawiono w Tabeli 9.3.

Jak widać z danych uzyskanych w trakcie symulacji, liczba przyłączonych silników nie ma dużego wpływu na poziom wahań napięcia. Decydującym czynnikiem determinującym stopień redukcji wahań napięcia jest moc znamionowa przyłączonych silników, udział mocy

znamionowej silników w całkowitej mocy innych odbiorników oraz relacja mocy znamionowej silnika/silników do mocy zwarciowej w miejscu przyłączenia.

Tabela 9.3. Wpływ liczby silników na poziom wahań napięcia (punkt 816)

Silniki przyłączone w punkcie 834	L1	L2	L3
2 x 225 kW	0,933	0,928	0,930
1 x 500 kW	0,920	0,911	0,919
4 x 225 kW	0,873	0,878	0,880
1 x 800 kW	0,895	0,882	0,889

9.4.3. Wpływ charakteru i wartości momentu obciążenia silnika na poziom tłumienia wahań napięcia

Wpływ stopnia obciążenia silnika indukcyjnego na tłumienie wahań napięcia, analizowano dla silników indukcyjnych o mocy 225, 500 oraz 800 kW przyłączonych do węzła 816. Uzyskane wyniki przedstawiono w Tabeli 9.4.

Tabela 9.4. Zależność poziomu wahań napięcia (P_{st}) od mocy silnika (punkt 816)

% momentu znamionowego	moc silnika [kW]		
	225	500	800
0	0,951	0,922	0,893
25	0,951	0,919	0,892
50	0,950	0,920	0,891
75	0,948	0,918	0,890
100	0,949	0,920	0,891

Jak widać z danych zamieszczonych w tabeli 9.4 obciążenia silnika w niewielkim stopniu redukuje poziom wahań napięcia. Rozważano także wpływ rodzaju obciążenia na tłumienie przez silniki indukcyjne wahań napięcia. W tym celu, silnik indukcyjny o mocy 500 kW obciążono w pierwszej kolejności momentem wentylatorowym (moment zależny od kwadratu prędkości), a następnie stałym momentem mechanicznym o znamionowej wartości. Otrzymane wyniki przedstawiono w tabeli 9.5.

Tabela 9.5. Zależność poziomu wahań napięcia (P_{st}) od charakteru momentu obciążającego silnik (punkt 816)

rodzaj momentu mechanicznego	moc silnika [kW]		
	225	500	800
stały	0,951	0,920	0,892
wentylatorowy	0,949	0,919	0,890

Wyniki przeprowadzonych symulacji i obliczeń wartości parametrów charakteryzujących wahania napięcia wskazują, że rodzaj obciążenia silników nie miał istotnego wpływu na stopień ograniczania wahań napięcia przez silniki indukcyjne.

9.5. Wpływ zmian charakterystyki momentu napędowego na poziom wahań napięcia wywołanych pracą kilku turbin wiatrowych

Wpływ zmian charakterystyki momentu napędowego turbin wiatrowych na poziom wahań napięcia badano w dwóch wariantach. W pierwszym, wyznaczono wartości współczynników wahań napięcia dla przypadku, gdy każda z turbin wiatrowych była napędzona takim samym momentem napędowym. W drugim przypadku, przesunięto w czasie charakterystyki momentów napędowych turbin. Wyniki obliczonych współczynników wahań napięcia przedstawiono w Tabeli 9.6 oraz graficznie na rysunku 9.11.

Tabela 9.6. Wahania napięcia w punkcie 816 dla różnych przebiegów czasowych momentów mechanicznych turbin

Charakterystyki momentów mechanicznych turbin	L1	L2	L3
Współfazowe	0,982	0,973	0,963
Przesunięte w czasie o 2 s	0,924	0,915	0,92
Przesunięte w czasie o 3 s	0,754	0,768	0,746
Przesunięte w czasie o 5 s	0,604	0,597	0,591

Jak widać z rysunku 9.11 oraz przedstawionych w tabeli 9.6 wartości współczynników wahań napięcia, napędzenie turbin wiatrowych przesuniętymi w czasie momentami napędowymi w znacznym stopniu ograniczyło poziom wahań napięcia w punkcie przyłączenia. Dla jednakowego momentu napędowego, zmiany mocy czynnej i biernej generowanej przez turbiny wiatrowe wywołane zmiennym momentem napędowym występowały jednocześnie. Skutkiem tego, wywołane pracą turbin wiatrowych wahania napięcia następowały jednocześnie a ich wskaźniki sumowały się algebraicznie. Natomiast, dla turbin napędzonych przesuniętymi w czasie momentami napędowymi zmiany mocy czynnej i biernej występowały w różnych chwilach czasowych, co ograniczyło zakres sumarycznych zmian mocy czynnej i biernej jak również poziom wahań napięcia.

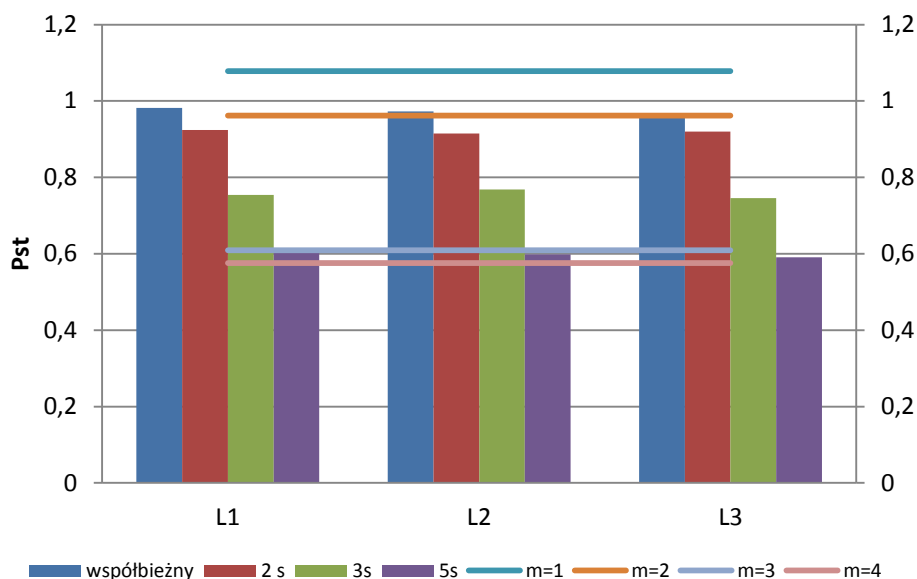
W trakcie symulacji weryfikowano również metodę analitycznego określenia sumarycznych wahań pochodzących z kilku źródeł, opisaną w [31]. Na podstawie empirycznego prawa sumowania, opisującego wypadkową wartość współczynnika wahań napięcia spowodowanych przez kilka równocześnie aktywnych źródeł emisji:

$$P_{st} = \sqrt[m]{\sum_j P_{stj}^m} \quad P_{lt} = \sqrt[m]{\sum_j P_{ltj}^m} \quad (9.6)$$

gdzie:

- P_{stj} (P_{ltj}) współczynniki wahań napięcia od poszczególnych źródeł zaburzenia,
- m współczynnik zależny od charakterystyki źródła wahań - przyjmuje wartości od 1 do 4 [70].

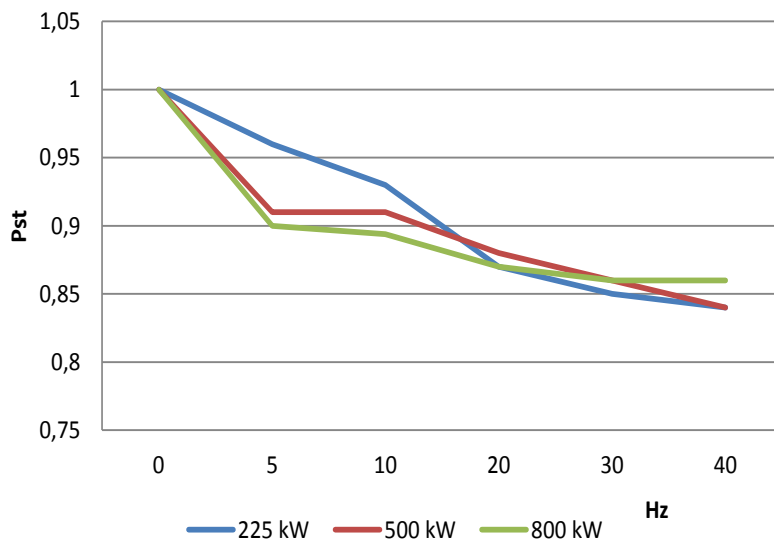
Na rysunku 9.11 linią ciągłą przedstawiono obliczone na podstawie (9.6) wartości współczynników wahań napięcia dla różnych wartości współczynnika m . Z otrzymanych wyników widać wyraźnie jak bardzo niedoskonałym narzędziem predykcji poziomu wahań napięcia może być zastosowanie zależności (9.6).



Rys. 9.11. Wartości współczynników wahań napięcia w punkcie 816.

9.6. Wpływ częstotliwości zmian napięcia na poziom tłumienia wahań

W sieci testowej badano także wpływ częstotliwości zmian napięcia na poziom tłumienia zaburzenia przez silniki indukcyjne. Sieć obciążono odbiornikami statycznymi i silnikami o mocy 225, 500 i 800 kW. Źródłem wahań było modulowane sinusoidalnie źródło napięcia przyłączone do sieci WN (punkt 800). Uzyskane wyniki przedstawiono graficznie na rysunku 9.12.



Rys. 9.12. Charakterystyka zmian współczynnika wahań napięcia P_{st} w punkcie 816 w zależności od częstotliwości modulacji napięcia – wartości średnie dla trzech faz

Różnicę w poziomie tłumienia wahań dla silników o różnych mocach znamionowych można zaobserwować w przedziale niskich częstotliwości - do około 10 Hz. W analizowanym przypadku silniki o większej mocy znamionowej bardziej efektywnie ograniczają wahania

napięcia w zakresie niskich częstotliwości modulujących. Dla wyższych częstotliwości modulacji napięcia, redukcja wahań w mniejszym stopniu zależy od mocy silnika.

9.7. Wpływ częstotliwości wahań emitowanych przez różne źródła na sumaryczny poziom zaburzenia

W modelu sieci testowej analizie poddano również wpływ częstotliwości wahań napięcia pochodzących od wielu źródeł na sumaryczny poziom zaburzenia. Wykorzystano źródło napięcia, którego przebieg wyznaczono na podstawie zależności:

$$v(t) = V_p \left[1 + \frac{V_m}{V_p} \sin(2\pi f_m t) \right] \cos(\sin(2\pi f_b) t) \quad (9.7)$$

gdzie:

V_p amplituda składowej podstawowej, przebieg modulowany

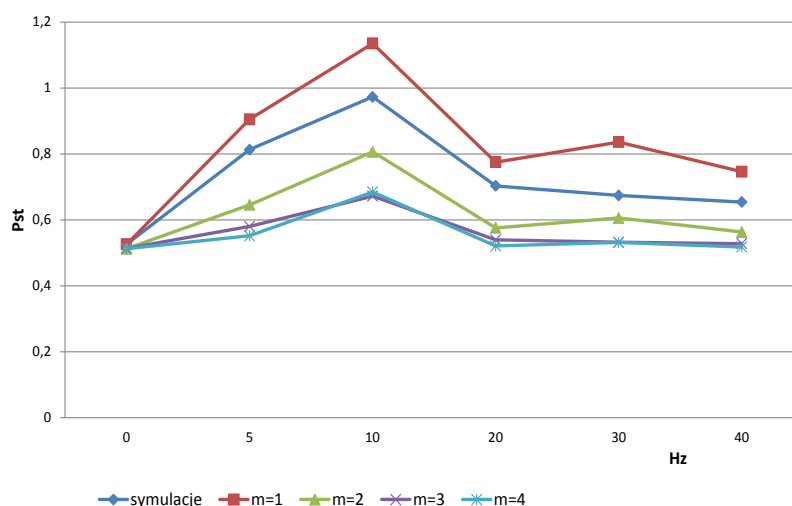
V_m amplituda składowej modulującej

F_l częstotliwość podstawowa przebiegu modulowanego, 50 Hz

f_m częstotliwość przebiegu modulującego

V_m/V_p współczynnik modulacji

Częstotliwość modulacji jednego źródła f_{m1} była stała i równa 10 Hz, natomiast częstotliwość modulacji drugiego źródła f_{m2} zmieniała się w przedziale od 0,5 Hz do 40 Hz. Symulacje przeprowadzono dla współczynnika modulacji równego 5%. Dla poszczególnych częstotliwości, wyznaczono wartości współczynników wahań napięcia, które porównano z wartościami wyznaczonymi na podstawie zależności (9.6), dla różnych wartości wykładnika m . Uzyskane wyniki przedstawiono na rysunku 9.13.



Rys. 9.13. Wartości współczynników wahań napięcia w zależności od częstotliwości zmian napięcia emitowanych przez źródło wahań

Analiza przedstawionych na rysunku 9.13 przebiegów pozwala stwierdzić, że wnioskowanie o poziomie wahań napięcia w sieci jedynie na podstawie prawa sumowania obarczone jest dużym ryzykiem i może prowadzić do błędów. W zależności od przyjętej wartości wykładnika

m , wzór (9.6) uzyskano niedoszacowanie lub przeszacowanie sumarycznego poziomu wahań napięcia względem wyników symulacji uznanych za referencyjne.

9.8. Propagacja wahań napięcia w układach rzeczywistych

Wyniki pomiarów w miejscu przyłączenia FW Lipniki wykorzystano do pomiarowego wyznaczenia współczynnika tłumienia pomiędzy siecią WN i SN. Wyznaczone wartości współczynnika tłumienia, zaprezentowano w Tabeli 9.7.

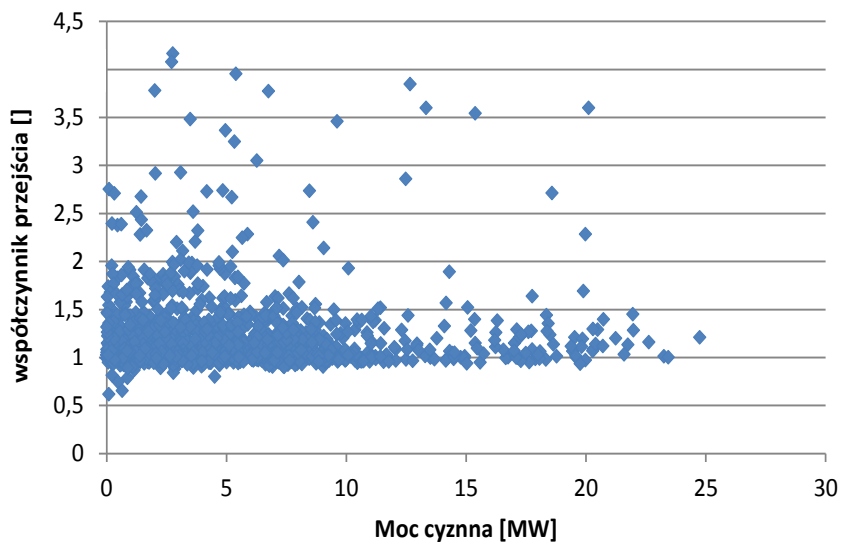
Tabela 9.7. Współczynniki przejścia pomiędzy WN i SN w okresie pomiarowym I, GPZ Cieszanowice

Współczynnik tłumienia	110/15 (sekcja I)			110/15 (sekcja II)		
	L1	L2	L3	L1	L2	L3
	1,01	0,99	1,00	1,00	0,98	0,99

Tabela 9.8. Współczynniki przejścia pomiędzy WN i SN w okresie pomiarowym II, GPZ Cieszanowice

Współczynnik tłumienia	110/15 (sekcja I)			110/15 (sekcja II)		
	L1	L2	L3	L1	L2	L3
	1,14	1,11	1,02	1,14	1,12	1,03

Jak widać z danych zamieszczonych w tabelach 9.7 i 9.8, wyznaczone na podstawie pomiarów wartości współczynników tłumienia nie pozwalają potwierdzić zjawiska tłumienia wahań napięcia pomiędzy siecią WN i SN. Zdaniem autora brak efektu tłumienia wahań napięcia może być wynikiem niewielkiej mocy transformatora WN/SN w GPZ Cieszanowice (6,3 MVA) oraz niewielkiego stopnia obciążenia tej jednostki (max w szczycie 1,5 MW). Ponadto, jak widać z danych zamieszczonych w tabelach 9.7 i 9.8, uzyskane współczynniki tłumienia w drugim okresie pomiarowym są dużo większe niż w pierwszym okresie szczególnie w fazach L1 i L2, zarówno dla sekcji I jak i II. Zaobserwowana zależność jest efektem występujących w tym okresie pomiarowym zapadów napięcia, które powodują pojawienie się dużych współczynników wahań napięcia, zarówno w sieci WN jak i SN. Można zatem wyciągnąć wniosek, że w sieciach w których występują liczne zapady napięcia, posługiwanie się przyjętymi współczynnikami tłumienia wahań napięcia pomiędzy sieciami o różnych poziomach napięć, może powodować powstanie dodatkowych błędów w oszacowaniu poziomu wahań napięcia. Przyjęcie zasady, aby z przeprowadzanych analiz wykluczać próbki współczynnika P_{st} zarejestrowane podczas zapadów napięcia (szerzej metoda ta opisana jest w rozdziale 10) spowodowało, że wyznaczony współczynnik przejścia jest na poziomie bliskim 1. Dodatkowo, na rysunku 9.14 zaprezentowano wyznaczone wartości współczynnika przejścia skorelowane z wielkością generacji mocy czynnej przez FW Lipniki.

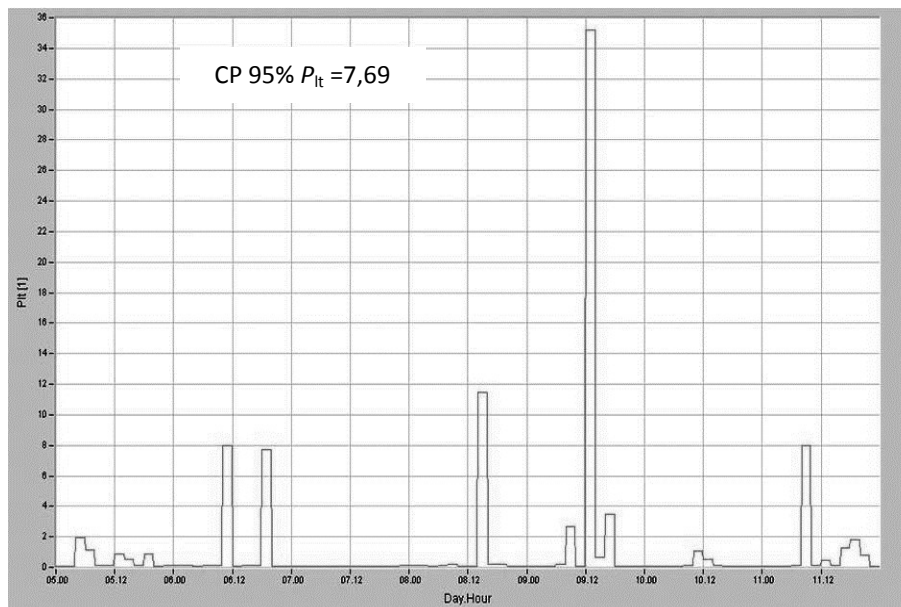


Rys. 9.14. Korelacja czasowa współczynnika przejścia wahań napięcia z mocą czynną generowaną przez FW Lipniki, 30 MW

Jak widać z danych zaprezentowanych na rysunku 9.14, występuje słaba korelacja pomiędzy wartościami współczynnika tłumienia, a wielkością mocy czynnej FW Lipniki. Na tej podstawie można stwierdzić, że FW Lipniki nie wpływa na poziom wahań napięcia zarówno w sieci WN jak i SN, a także na współczynnik tłumienia wahań napięcia.

10. Szybkie zmiany napięcia jako źródło wahań

Odmowa przyłączenia lub ograniczenie mocy nowej instalacji może wynikać z faktu, że wykonane na etapie przyłączenia (lub wcześniej) pomiary JDEE wykazują zbyt duży poziom wahań napięcia. Niekiedy nie jest to spowodowane pracą OZE, lecz może być skutkiem np. dużej liczby szybkich zmian, zapadów lub wzrostów napięcia. Uzasadnieniem sformułowanego twierdzenia mogą być wnioski z przeprowadzonych przez autora pomiarów parametrów charakteryzujących JDEE w miejscach przyłączenia turbin wiatrowych do sieci. W czasie pomiarów w sieci SN (opis sieci zamieszczono w Załączniku F), zarejestrowano duży poziom wahań napięcia (rysunek 10.1). Stwierdzono także, że zaburzenie występowało zarówno w punkcie zasilania (GPZ) jak i w miejscach przyłączenia poszczególnych farm wiatrowych [81]. Zmierzone wartości współczynnika wahań napięcia przekraczały kilkakrotnie wartości dopuszczalne.

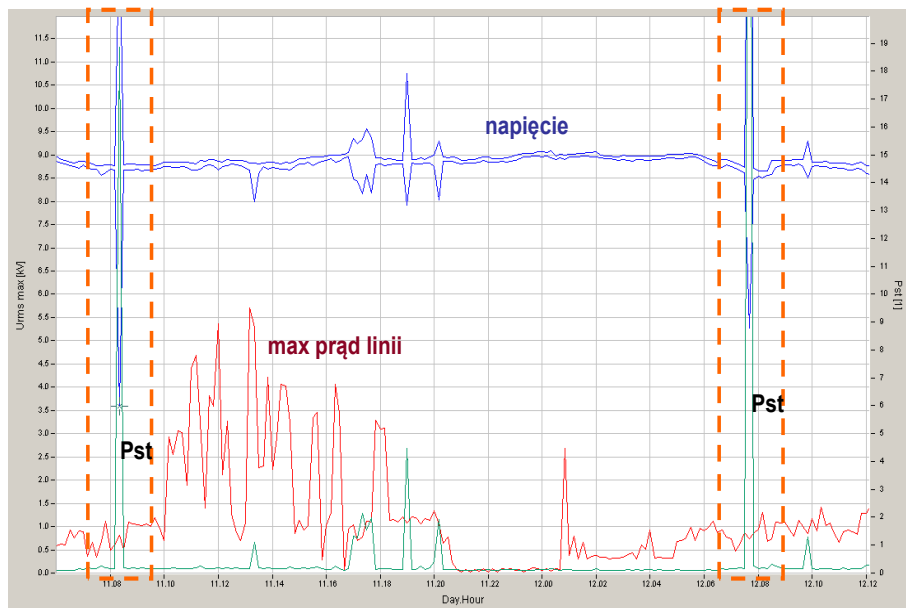


Rys. 10.1. Współczynnik wahań napięcia, zarejestrowany na szynach 15 kV w GPZ (schemat sieci rys. F1)

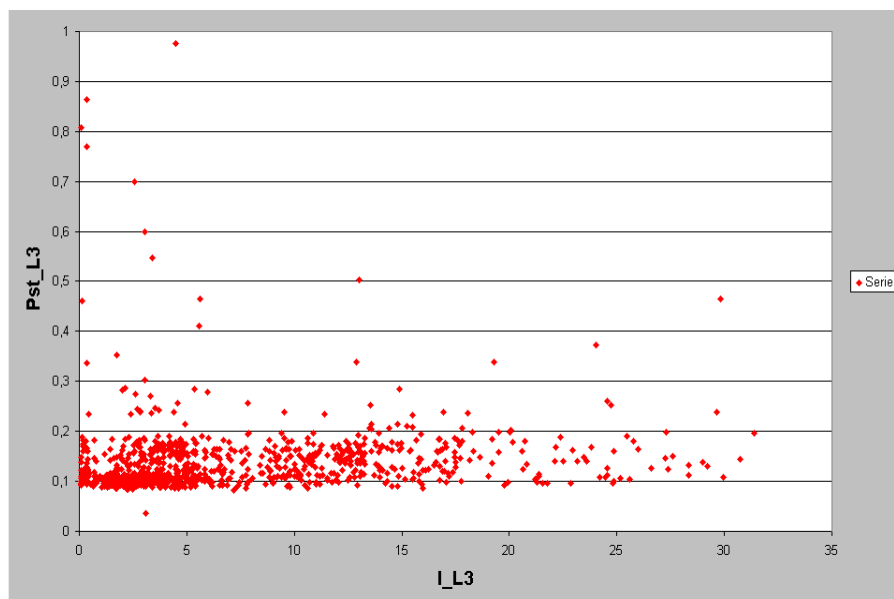
Na rysunku 10.2 przedstawiono prąd fazowy farmy wiatrowej 4, napięcie w miejscu przyłączenia oraz współczynnik wahań napięcia P_{st} . Widać wyraźnie, że duże wartości współczynników charakteryzujących wahania napięcia spowodowane są zmianami napięcia i nie są skorelowane czasowo ze zmianami prądu źródła. Aby ustalić źródło zmierzonych zaburzeń wykonano wykres korelacyjny prądu fazowego farmy 4 oraz współczynnika wahań napięcia P_{st} (rysunek 10.3). Słaba korelacja tych przebiegów, jest potwierdzeniem braku wpływu przyłączonych do tej sieci turbin wiatrowych na poziom wahań napięcia.

Stwierdzoną zależność pomiędzy dużymi wartościami współczynników charakteryzujących wahania i zaburzeniami napięciowymi zarejestrowano także w innych punktach pomiarowych w sieci SN. Na rysunku 10.4 przedstawiono przykładowy przebieg prądu fazowego turbiny wiatrowej i współczynnika wahań napięcia P_{It} dla wybranej fazy farmy

wiatrowej 3. Widać wyraźnie małe wartości współczynnika P_{lt} przy dużym prądzie turbin oraz duże wartości P_{lt} przy małej wartości prądu farmy. Taką zależność zaobserwowano we wszystkich punktach pomiarowych sieci SN.

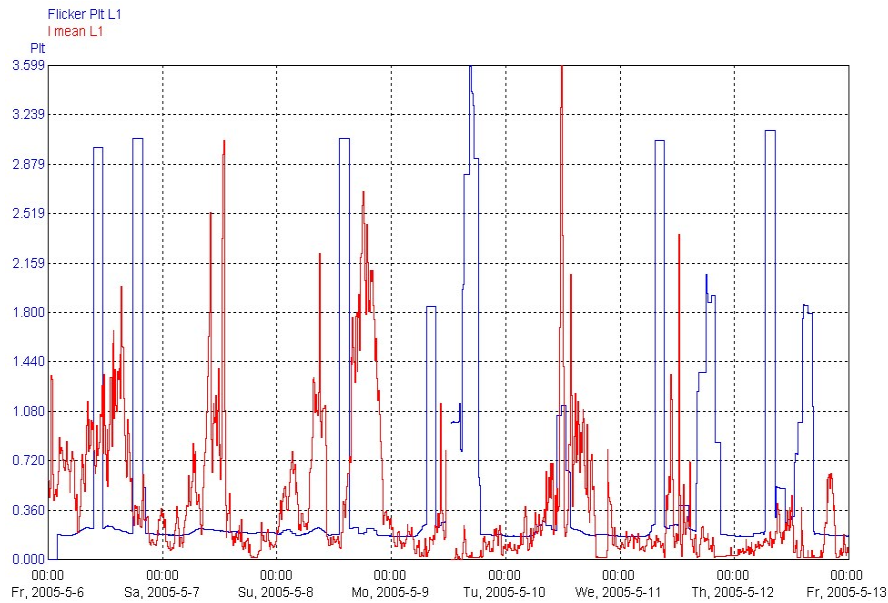


Rys. 10.2. Prąd (wartości max 10 ms), napięcie (wartości min i max 10 ms), współczynnik P_{st} farma wiatrowa 4



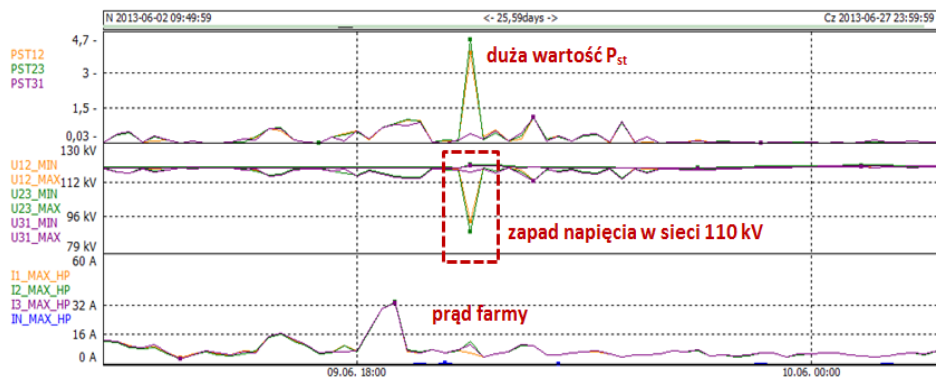
Rys. 10.3. Korelacja prądu fazowego oraz współczynnika wahań napięcia P_{st} , farma wiatrowa 4

Analogiczne wnioski można sformułować na podstawie przeprowadzonych przez autora pomiarów w sieci WN w miejscu przyłączenia FW Lipniki (Załącznik G). Pomimo małych wartości wahań napięcia ($P_{lt}=0,175$), zarejestrowano pojedyncze duże wartości współczynników wahań napięcia.



Rys. 10.4. Współczynnik wahań napięcia P_{st} na tle prądu fazowego (wartości średnie 10 minutowe), farma wiatrowa 2

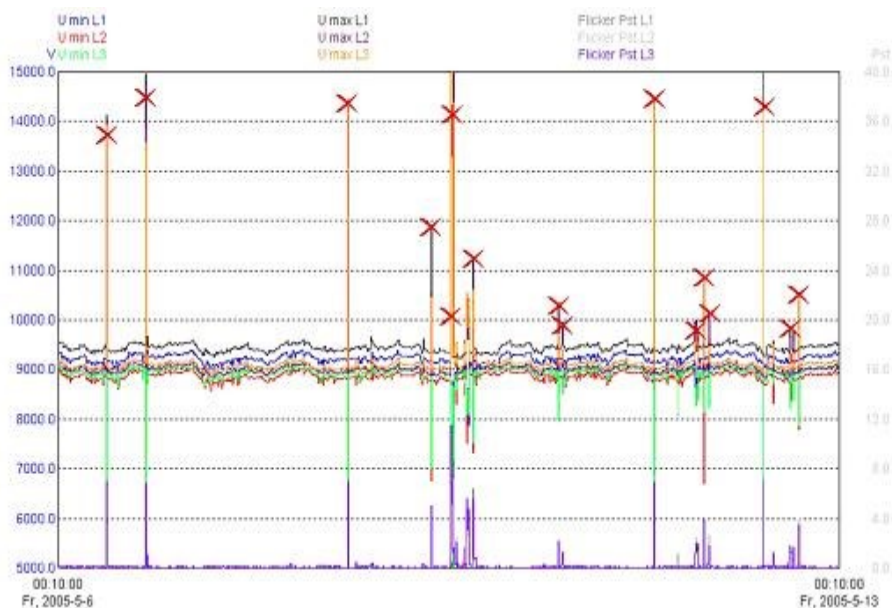
Na rysunku 10.5 przedstawiono wartości minimalne, maksymalne napięcia, maksymalne wartości prądu farmy oraz współczynnika wahań napięcia. Zarejestrowane duże wartości współczynnika P_{st} są i w tym przypadku skorelowane czasowo z zapadami napięcia. Z zaprezentowanych danych wyraźnie wynika, że w chwili zapadu napięcia rejestrowana jest duża wartość współczynnika P_{st} .



Rys. 10.5. Współczynniki P_{st} , wartości minimalne, maksymalne napięć oraz prądy maksymalne (wartości 10 ms) na poziomie 110 kV (w kolejności od góry) zarejestrowane podczas zapadu napięcia, FW Lipniki

Mając na uwadze występującą zależność pomiędzy zdarzeniami w napięciu a wartościami współczynników wahań napięcia, zgodnie z normą [51] z analizy wahań napięcia można wykluczyć zmierzone współczynniki zarejestrowane podczas zdarzeń w napięciu. Na rysunku 10.6 przedstawiono przykładowy przebieg wartości maksymalnej i minimalnej napięć fazowych (wzrosty i zapady, czyli przekroczenia przyjętych wartości granicznych +/- 10 % wokół wartości znamionowej w czasie nie krótszym niż 10 ms) zarejestrowane dla farmy wiatrowej 4 (rysunek F1). Widać wyraźnie (wcześniej zauważoną) równoczesność występowania ekstremalnych wartości napięć oraz dużych wartości współczynników wahań

napięcia. Dla zaznaczonych symbolem „x” wartości P_{st} , wykluczono z analizy statystycznej próbki P_{ft} które je zawierają.



Rys. 10.9. Przykładowe przebiegi wartości max i min napięć fazowych na tle współczynników P_{st} , zarejestrowane dla farmy wiatrowej 4 (rysunek F1)

Opisaną powyżej procedurę zastosowano w analizie dla poszczególnych miejsc pomiarowych. W rezultacie zastosowanej metodologii uzyskano znaczącą redukcję poziomu wahań napięcia w punktach przyłączenia farm wiatrowych. Poziom zarejestrowanych i wyznaczonych wartości długookresowego współczynnika wahań napięcia (P_{ft}) zestawiono w tabeli 10.1.

Tabela 10.1. Zestawienie zmierzonych i wyznaczonych wartości współczynników wahań napięcia w poszczególnych punktach pomiarowych

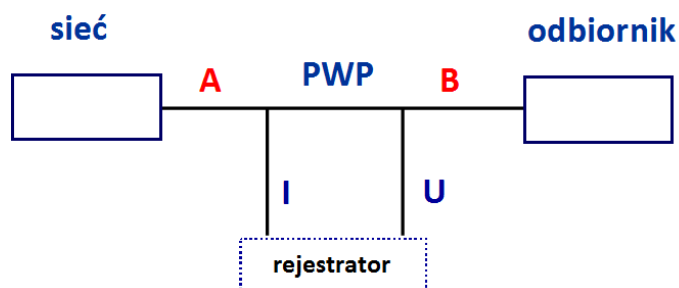
Miejsce pomiaru	P_{ft} zmierzone			P_{ft} wyznaczone			Liczba wyeliminowanych wartości P_{ft}
	U_{L1}	U_{L2}	U_{L3}	U_{L1}	U_{L2}	U_{L3}	
GPZ 110 kV	0.17	0.24	0.29	0.17	0.24	0.20	6
GPZ 15 kV sekcja I	1.45	1.42	1.29	0.31	0.22	0.30	6
GPZ 15 kV sekcja II	5.87	5.46	7.69	0.19	0.17	0.19	17
farma wiatrowa 1	1.27	1.42	1.46	0.27	0.25	0.23	6
farma wiatrowa 2	0.76	0.78	0.70	0.57	0.59	0.57	7
farma wiatrowa 3	3.05	3.02	3.30	0.27	0.33	0.31	15
farma wiatrowa 4	7.94	6.16	6.49	0.24	0.21	0.25	16
farma wiatrowa 5	3.01	3.03	3.03	0.21	0.25	0.24	16
farma wiatrowa 6	3.01	3.04	3.04	0.21	0.26	0.23	16

Przyjęcie przedstawionej procedury wykluczania wartości współczynników charakteryzujących wahania napięcia zarejestrowanych podczas zapadów, pozwoliło

zredukować poziom wahań napięcia w poszczególnych punktach sieci do wartości dopuszczalnych. Najmniejszy stopień redukcji uzyskano w punkcie przyłączenia farmy wiatrowej 2. Są to jedyne pomiary wykonane na poziomie niskiego napięcia (na szynach elektrowni), gdzie zidentyfikowano jedynie kilka zaburzeń w przebiegu napięcia. Największą redukcję uzyskano dla farmy wiatrowej 4. Widać wyraźnie, że liczba zdarzeń w poszczególnych tygodniach pomiarowych była niemal identyczna. Wynika stąd, że zidentyfikowane w poszczególnych punktach pomiarowych zdarzenia nie miały zasięgu lokalnego, ale dotyczyły całej sieci SN.

11. Metody lokalizacji źródeł wahań napięcia w systemie elektroenergetycznym

W rozbudowanych sieciach i systemach elektroenergetycznych, w których występują wahania napięcia, lokalizacja źródeł tego zaburzenia, a także określenie indywidualnego poziomu emisji są złożonymi zadaniami. Problem lokalizacji źródeł wahań napięcia w systemie elektroenergetycznym można rozpatrywać w oparciu o uproszczony model przedstawiony na rysunku 11.1. Dla danego układu, lokalizacja źródła wahań napięcia polega na pomiarze napięć i prądów w PWP, a następnie przetworzeniu i obróbce danych pomiarowych. Metody lokalizacji źródeł wahań napięcia pozwalają na ocenę czy źródło zmierzonych w PWP zaburzeń znajduje się poniżej czy też powyżej punktu pomiarowego [43]. W dalszej części niniejszego rozdziału przedstawiono aplikacje wybranych metod lokalizacji źródeł wahań napięcia.



Rys. 11.1. Uproszczony model sieci do jednopunktowej lokalizacji źródeł wahań napięcia

11.1. Pomiar wahań napięcia podczas pracy oraz postoju źródła wahań

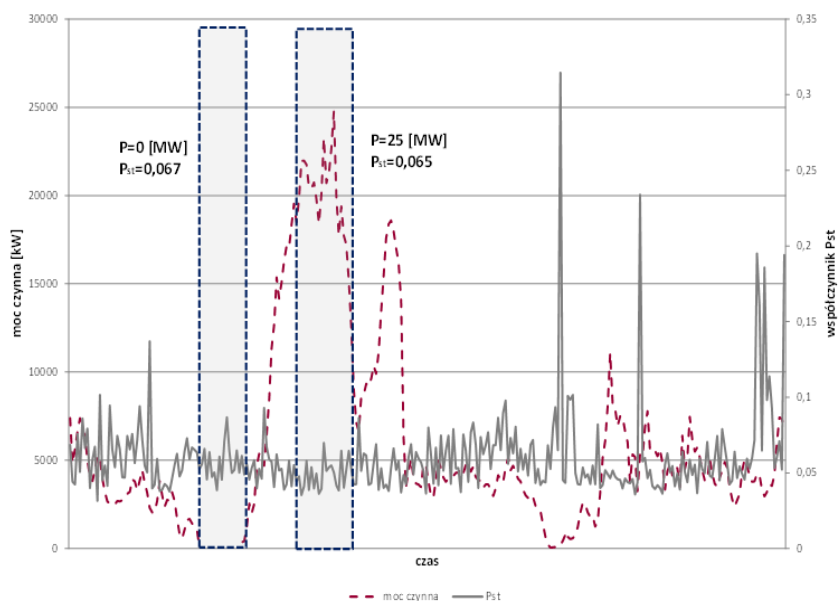
Metoda opiera się na pomiarze wartości współczynników wahań napięcia w PWP. Pomiar przeprowadza się w czasie pracy i jeśli to możliwe podczas postoju danego odbiornika, będącego jednocześnie źródłem wahań napięcia. Po przeprowadzeniu pomiarów, analizie porównawczej poddawane są zmierzone wartości współczynnika P_{st} podczas pracy i postoju danego odbiornika [42]. Metodę analizowano w sieci testowej (Załącznik A). Źródło wahań (dwie turbiny wiatrowe opisane w załączniku D) przyłączono do punktu 854 (rysunek 9.2 i załącznik A). Uzyskane wartości współczynników P_{st} dla wybranych węzłów (punkt 800, 854), zestawiono w tabeli 11.1

Tabela 11.1. Wielkości współczynników P_{st}

Wielkości współczynników P_{st} podczas postoju źródła wahań			
	L1	L2	L3
Punkt 854	0,016	0,016	0,016
Punkt 800	0,016	0,016	0,016
Wielkości współczynników P_{st} podczas pracy źródła wahań			
Punkt 854	0,983	0,974	0,964
Punkt 800	0,154	0,152	0,153

Jak wyraźnie widać z danych zaprezentowanych w tabeli 11.1, praca źródła powoduje znaczny wzrost zaburzenia w sieci testowej. Na podstawie uzyskanych danych można stwierdzić, że odbiornik przyłączony w punkcie 854 jest dominującym źródłem wahań napięcia.

Metodę zweryfikowano także w sieci rzeczywistej, na podstawie danych uzyskanych w trakcie pomiarów dla FW Lipniki. Na rysunku 11.2, przedstawiono wartości współczynnika P_{st} w punkcie przyłączenia FW Lipniki w czasie pracy i postoju farmy wiatrowej.



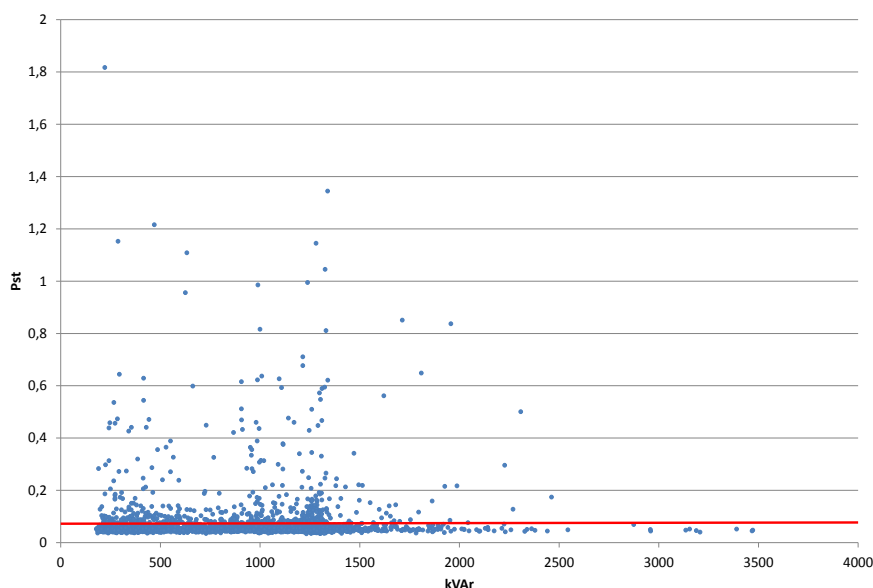
Rys. 11.2. Współczynnik wahań napięcia oraz moc czynna, FW Lipniki 30 MW, sieć 110 kV

Jak widać na rysunku 11.2, praca FW Lipniki praktycznie nie wpływa na poziom wahań napięcia w sieci WN. Przedstawiona metoda lokalizacji źródeł wahań napięcia może być wykorzystywana jedynie w niezbyt rozbudowanych sieciach elektroenergetycznych, w których istnieje możliwość wskazania z dużym prawdopodobieństwem potencjalnego źródła zaburzenia. Zaletą prezentowanej metody jest niewątpliwie jej prostota.

11.2. Korelacja zmian wartości współczynnika P_{st} oraz zmian mocy czynnej i biernej

Źródło wahań napięcia można wskazać także na podstawie analizy wzajemnej korelacji pomiędzy zmianami mocy biernej, a w przypadku odbiorników przyłączonych do sieci SN i nN, również mocy czynnej, z wartościami współczynnika P_{st} . Jeżeli moc bierna (i/lub czynna) i wahania napięcia charakteryzują się silną korelacją, oznacza to, że badany odbiornik jest jednocześnie znaczącym źródłem wahań napięcia.

Zastosowanie metody zweryfikowano na podstawie danych pomiarowych zarejestrowanych w miejscu przyłączenia FW Lipniki. Otrzymaną korelację pomiędzy wartościami mocy biernej i współczynnika wahań napięcia przedstawiono na rysunku 11.3.



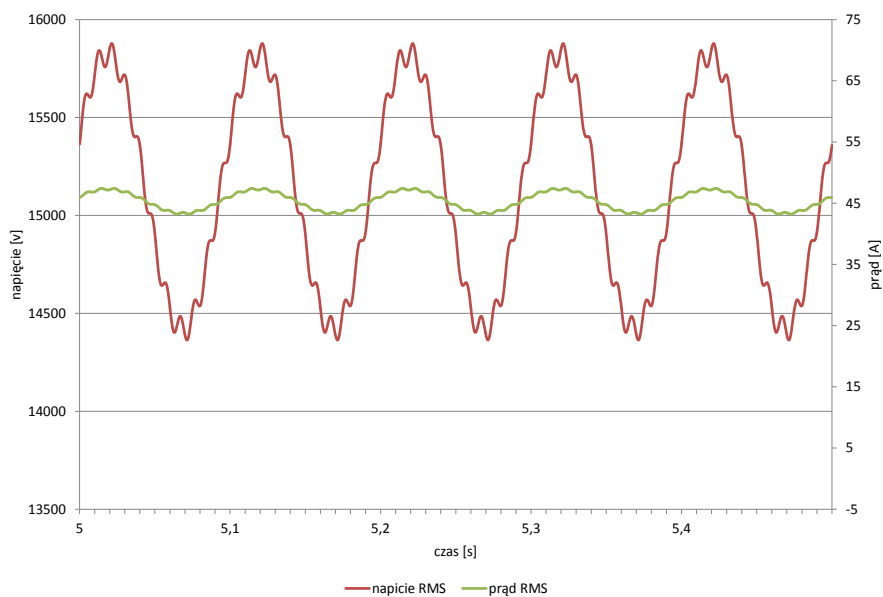
Rys. 11.3. Korelacja współczynnika P_{st} i mocy biernej, FW Lipniki 30 MW, sieć 110 kV

Widać bardzo słabą korelację pomiędzy poziomem wahań napięcia, a wielkością zmian mocy biernej FW Lipniki. Wartości współczynników P_{st} są na prawie stałym poziomie, niezależnie od zmian mocy biernej źródła energii. Na tej podstawie, zgodnie z analizowaną metodą należy stwierdzić, że FW Lipniki nie jest znaczącym źródłem zarejestrowanych wahań napięcia.

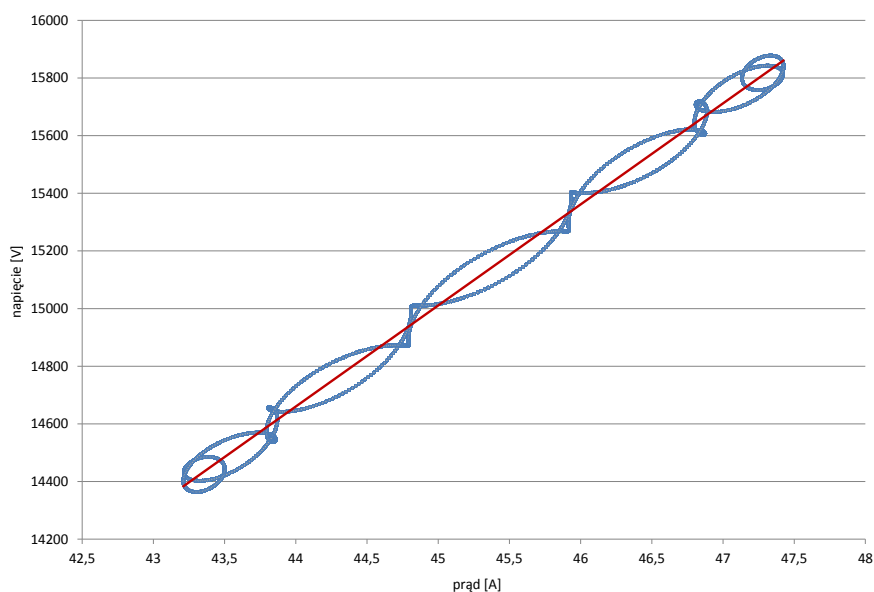
11.3. Badanie nachylenia charakterystyki napięciowo - prądowej

Lokalizacja źródła wahań napięcia w oparciu o nachylenie charakterystyki napięciowo – prądowej polega na analizie zależności pomiędzy zmierzonymi wartościami prądu i napięcia. Metoda pozwala na ocenę czy źródło zmierzonych w danym punkcie sieci wahań napięcia znajduje się poniżej, czy też powyżej punktu pomiarowego. Zależność pomiędzy napięciem i prądem w punkcie przyłączenia może być przedstawiona graficznie w postaci odpowiednich linii prostych. Prosta o dodatnim nachyleniu oznacza, że źródłem wahań napięcia jest system zasilający (operator sieci), natomiast prosta o ujemnym nachyleniu wskazuje, że źródłem wahań jest odbiornik (odbiorca względnie wytwórca) [42].

Wiarygodność metody analizowano w sieci testowej (rysunek 9.2 oraz Załącznik A). Źródło wahań przyłączono do punktu 800 a następnie 844. Uzyskane przebiegi napięcia i prądu oraz charakterystykę napięciowo - prądową dla punktu pomiarowego (854) przedstawiono na rysunkach od 11.4 do 11.7.

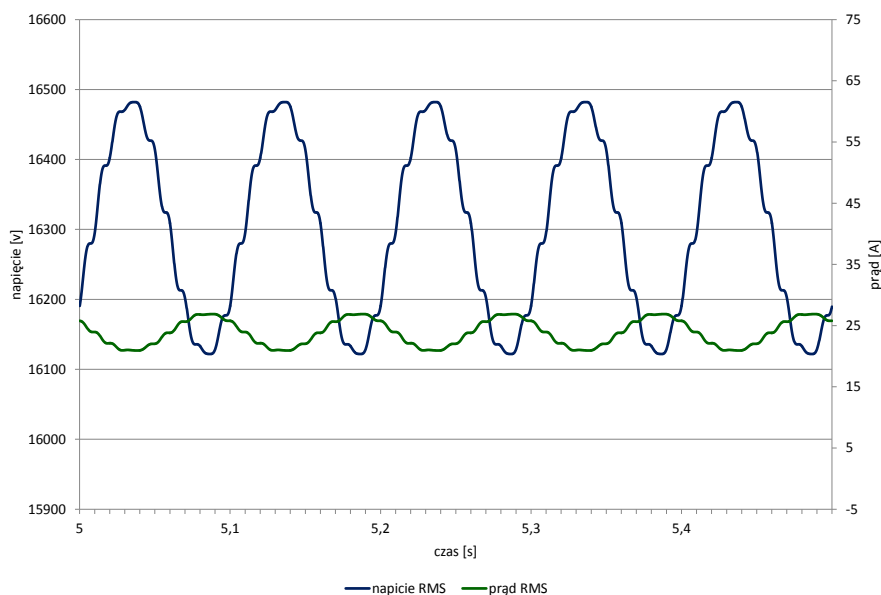


Rys.11.4. Napięcie, prąd (wartości skuteczne) w punkcie 854, źródło wahań zlokalizowano powyżej punktu pomiarowego – punkt 800 (Załącznik A)

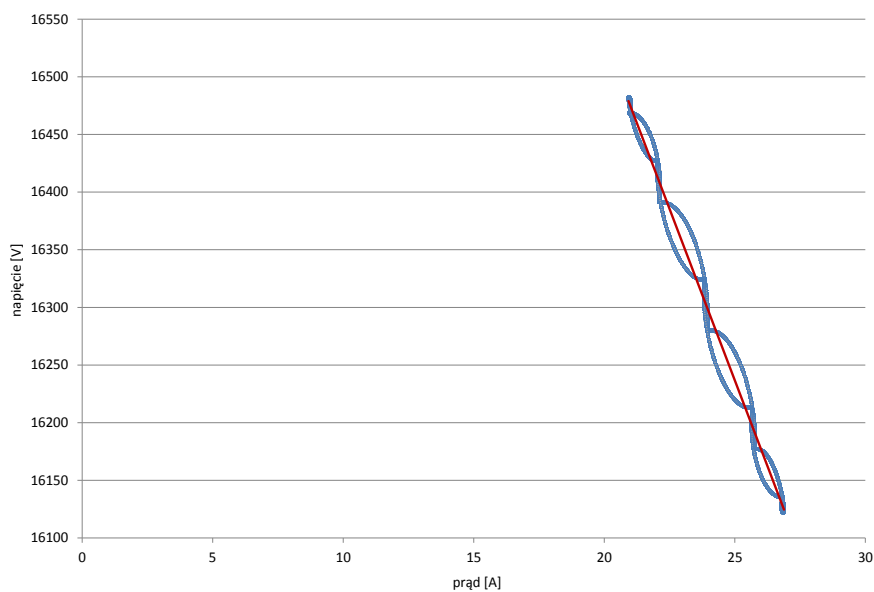


Rys.11.5. Korelacja czasowa prądu i napięcia w punkcie 854, źródło wahań zlokalizowano powyżej punktu pomiarowego – punkt 800 (Załącznik A)

Wyniki wykonanych symulacji potwierdzają, możliwość zastosowania opisywanej metody do lokalizacji źródła wahań napięcia w danym punkcie sieci elektroenergetycznej, w przypadkach, gdy jedna ze stron (dostawca lub odbiorca) dominują w emisji zaburzenia.

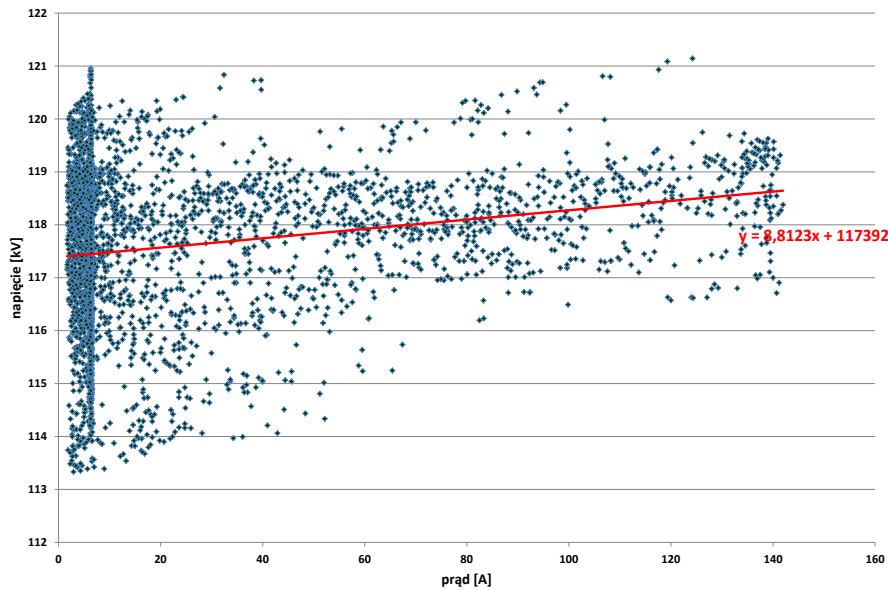


Rys. 11.6. Napięcie RMS i prąd RMS w punkcie 854, źródło wahań zlokalizowano poniżej punktu pomiarowego – punkt 844 (Załącznik A)



Rys.11.7. Korelacja czasowa prądu i napięcia w punkcie 854, źródło wahań zlokalizowano poniżej punktu pomiarowego – punkt 844 (Załącznik A)

Opisywaną w tym punkcie metodę zweryfikowano również na podstawie rzeczywistych danych w punkcie przyłączenia FW Lipniki. Uzyskane wyniki przedstawiono na rysunku 11.8. Korelacja napięcia i prądu w punkcie przyłączenia FW Lipniki, oraz wyznaczona prosta korelacyjna o dodatnim nachyleniu, pozwala stwierdzić, że głównym źródłem wahań napięcia zarejestrowanych w punkcie przyłączenia FW Lipniki jest sieć zasilająca.



Rys. 11.8. Korelacja prądu i napięcia w punkcie przyłączenia FW Lipniki 30 MW, sieć 110 kV

11.4. Metoda badania „mocy wahań napięcia”

Metoda zaproponowana w [7, 8] wprowadza pojęcie tzw. „mocy wahań napięcia”, które opiera się na definicji tej wielkości w dziedzinie czasu. Dla prezentacji istoty metody zakłada się, że napięcie oraz prąd w punkcie przyłączenia są wielkościami sinusoidalnymi ze zmodulowanymi amplitudami, według następujących zależności:

$$u_{PWP}(t) = (U_1 + m_{uf}(t))\cos(\omega_1 t) \quad (11.1)$$

$$i_{PWP}(t) = (I_1 + m_{if}(t))\cos(\omega_1 t + \varphi) \quad (11.2)$$

gdzie:

- U_1 amplituda składowej podstawowej napięcia
- I_1 amplituda składowej podstawowej prądu
- $m_{uf}(t)$ funkcja modulująca napięcie
- $m_{if}(t)$ funkcja modulująca prąd
- φ faza początkowa prądu
- ω_1 pulsacja składowej podstawowej

Wrażliwość człowieka na zjawisko wahań napięcia jest funkcją zarówno częstotliwości modulującej jak i stopnia modulacji. Oznacza to, że sygnały częstotliwościowe $m_u(t)$ i $m_i(t)$ powinny zostać przefiltrowane, aby odwzorować mechanizm postrzegania oka, zgodnie z postanowieniami normy [94]. Poprzez mnożenie i całkowanie tych sygnałów, zgodnie z [7], możemy otrzymać nową wielkość tzw. „moc wahań napięcia” (FP):

$$FP = \frac{1}{T} \int_0^T m_{uf}(t)m_{if}(t)dt \quad (11.3)$$

gdzie:

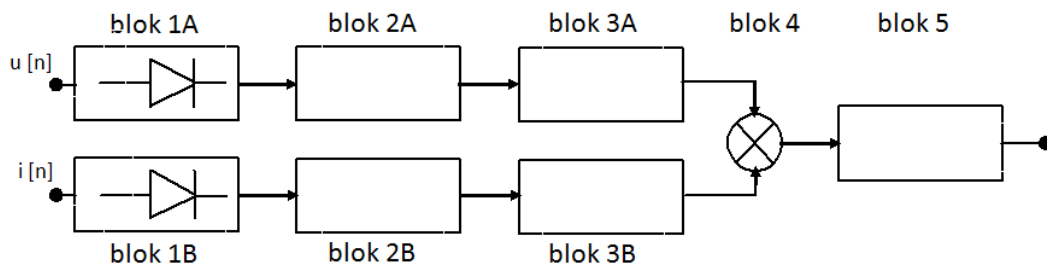
- m_{uf} funkcja modulująca napięcie
- m_{if} funkcja modulująca prąd

Według [7] znak „mocy wahań napięcia” dostarcza informacji, czy źródło zaburzenia jest zlokalizowane powyżej, czy też poniżej miejsca dokonywania pomiaru. Dodatni znak „mocy wahań napięcia” oznacza jednakowy kierunek przepływu zarówno mocy wahań napięcia jak i mocy czynnej składowej podstawowej. Oznacza to, że modulacja napięcia jest zależna od modulacji prądu, co powoduje że zmniejszenie wartości napięcia zasilającego skutkować będzie zmniejszeniem prądu obciążenia, oraz że źródło wahań napięcia znajduje się powyżej punktu pomiarowego. Ujemny znak mocy wahań napięcia oznacza przeciwny kierunek przepływu mocy wahań napięcia i mocy czynnej dla składowej podstawowej, co oznacza, że zwiększający się prąd obciążenia będzie powodował zmniejszanie napięcia oraz, że źródło wahań napięcia znajduje się poniżej punktu pomiarowego.

Schemat blokowy układu do pomiaru mocy wahań napięcia przedstawiono na rysunku 11.9. Metoda opiera się na blokach funkcjonalnych wykorzystywanych w modelu miernika opisanym w normie [94], która określa zasady konstrukcyjne miernika wahań napięcia.

W modelu można wyróżnić następujące bloki funkcjonalne:

- demodulator o charakterystyce kwadratowej (1A, 1B),
- filtr pasmowoprzepustowy (2A, 2B),
- filtr dolonoprzepustowy (3A, 3B),
- moduł mnożący (4),
- moduł całkujący i skalujący (5).



Rys. 11.9. Schemat blokowy miernika do pomiaru mocy wahań napięcia [7]

Jak widać na rysunku 11.9, bloki od 1 do 3 są identyczne zarówno dla kanału prądowego jak i napięciowego. Sygnały modulujące są uzyskiwane na wyjściu bloków 1A i 1B poprzez kwadratową demodulację sygnałów czasowych prądu i napięcia zmierzonych w danym punkcie pomiarowym. Otrzymywany z procesu demodulacji sygnał jest następnie filtrowany przez filtr pasmowo-przepustowy (2A, 2B) opisany szczegółowo w normie [93], o transmitancji:

$$H(s) = \frac{k\omega_1 s}{s^2 + 2\lambda s + \omega^2} \cdot \frac{1 + s/\omega_2}{(s + 1/\omega_3)(s + 1/\omega_4)} \quad (11.4)$$

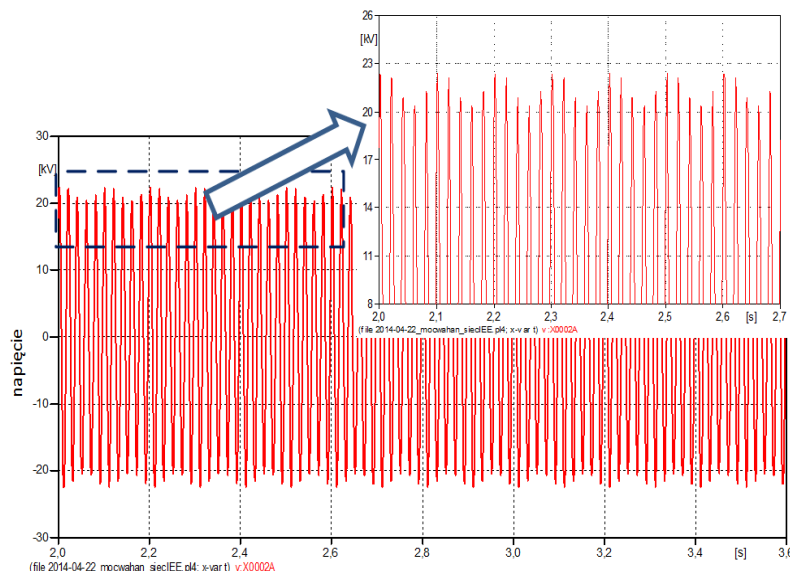
gdzie wartości poszczególnych współczynników wynoszą:

- $k = 1,74802$;

- $\lambda = 2\pi \cdot 4,05981$

- $\omega_1 = 2\pi \cdot 9,15494$
- $\omega_2 = 2\pi \cdot 2,27979$
- $\omega_3 = 2\pi \cdot 1,22535$
- $\omega_4 = 2\pi \cdot 21,9$

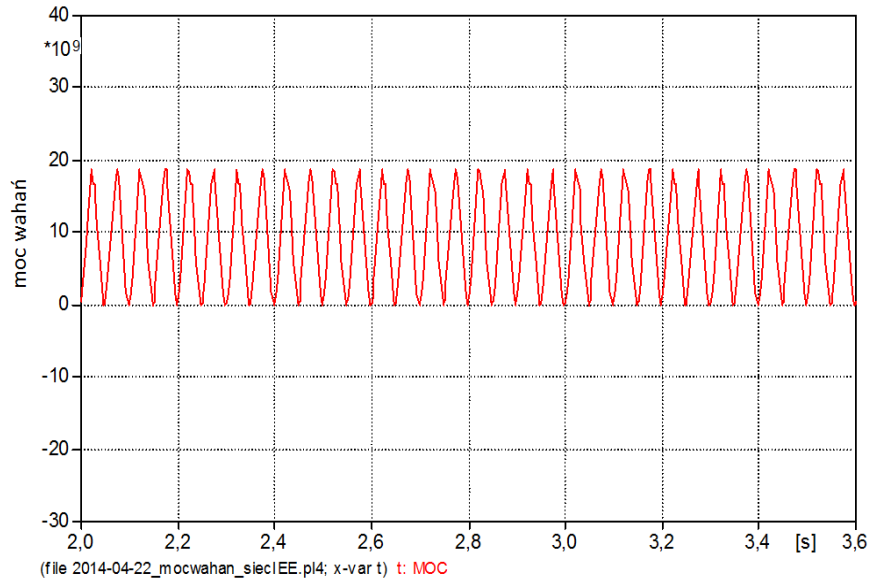
Częstotliwość rezonansowa filtrów odpowiada największej wrażliwości układu oko-mózg na wahania napięcia. Modulowany sygnał uzyskiwany na wyjściu filtra pasmowo-przepustowego jest ważony wartościami charakterystyki częstotliwościowej filtra pasmowego. Sygnały wyjściowe z poszczególnych filtrów są mnożone w bloku (4) w rezultacie czego otrzymujemy sygnał, który jest chwilowym przebiegiem „mocy wahań napięcia”. Ostatecznie „moc wahań napięcia” uzyskiwana jest poprzez całkowanie sygnału chwilowej mocy wahań napięcia w bloku (5). Całkowanie chwilowej wartości mocy wahań napięcia jest realizowane przy zastosowaniu filtra dolno-przepustowego pierwszego rzędu o stałej czasowej $\tau=1$ minuta, zgodnie z wymaganiami normy [94].



Rys. 11.10. Napięcie w punkcie 854, źródło wahań zlokalizowano w punkcie 800

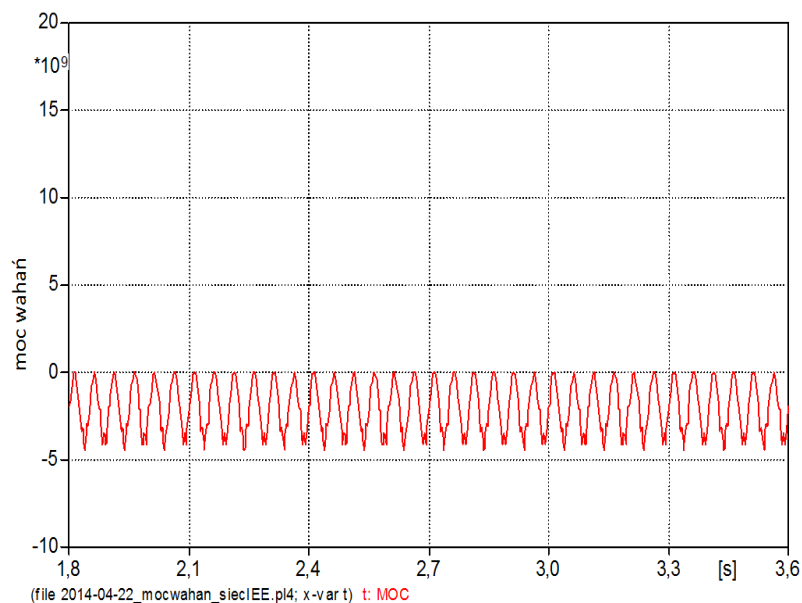
Ocenę symulacyjną proponowanej metody przeprowadzono w sieci testowej (rysunek 9.2 i Załącznik A). Źródło wahań przyłączono do punktu 800, a następnie do punktu 844. Na rysunku 11.10 przedstawiono przebieg chwilowy napięcia zarejestrowany w punkcie 854, na którym wyraźnie widać wahania napięcia. Uzyskane przebiegi „mocy wahań napięcia” dla punktu 854 przedstawiono na rysunkach 11.11 i 11.12.

W pierwszym przypadku źródło zaburzenia zlokalizowano w punkcie 800 (sinusoidalnie modulowane źródło napięcia) powyżej punktu pomiarowego (punkt 854), dlatego też zgodnie z opisywaną metodą, moc wahań napięcia powinna mieć wartość dodatnią. Uzyskane wyniki symulacji zaprezentowano na rysunku 11.11. Jak widać moc wahań napięcia jest dodatnia, co potwierdza poprawność identyfikacji źródła wahań, w oparciu o tą metodę.



Rys. 11.11. Moc wahań napięcia w punkcie 854, źródło wahań w punkcie 800

W kolejnym kroku, moc wahań napięcia w punkcie 854 wyznaczono dla przypadku, gdy źródło wahań przyłączono w punkcie 844. Uzyskany przebieg chwilowej mocy wahań napięcia przedstawiono na rysunku 11.12. Wyznaczona w modelu moc wahań napięcia ma wartości ujemne, co zgodnie z przedstawioną metodą wskazuje, że źródło wahań napięcia zlokalizowane jest poniżej punktu pomiarowego.

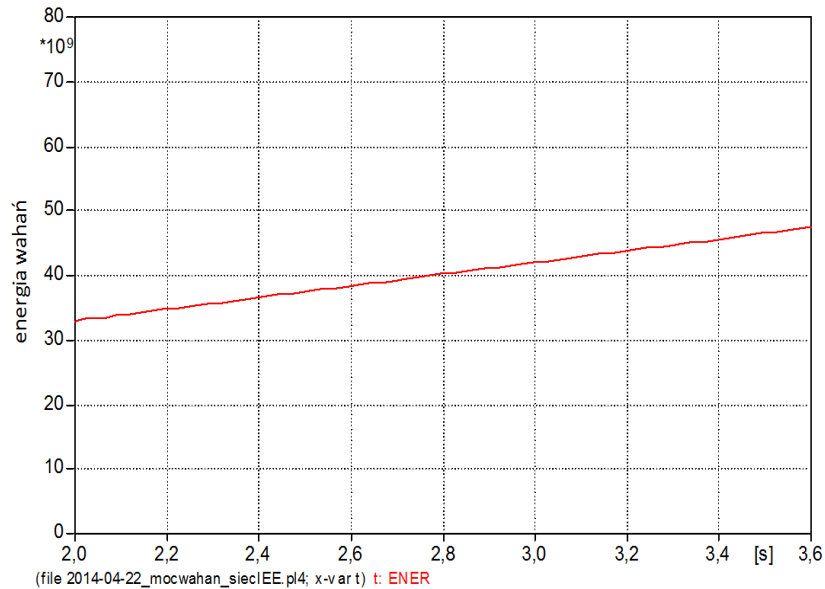


Rys. 11.12 Moc wahań napięcia w 854, źródło wahań zlokalizowano w punkcie 844

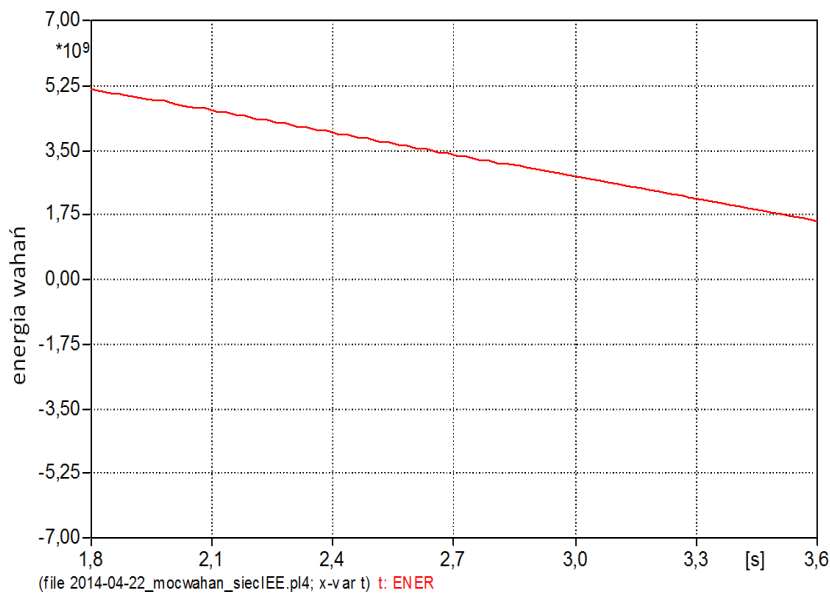
W [8] przedstawiono modyfikację opisanej w niniejszym rozdziale metody. Wnioskowanie o lokalizacji źródła wahań napięcia można dokonać także na podstawie znaku „energii wahań” wyznaczonej z zależności:

$$EF = \int m_{uf}(t)m_{if}(t)dt \quad (11.5)$$

Na rysunkach 11.13 i 11.14 przedstawiono wyznaczoną dla analizowanych przypadków energię wahań napięcia. Dodatni znak energii wahań napięcia (rysunek 11.13) potwierdza, że źródło wahań napięcia zlokalizowane jest powyżej punktu pomiarowego. Natomiast ujemny znak energii wahań (rysunek 11.14), świadczy o lokalizacji źródła wahań poniżej punktu pomiarowego.



Rys. 11.13. Energia wahań napięcia w punkcie 854, w przypadku gdy źródło wahań zlokalizowano w punkcie 800



Rys. 11.14. Energia wahań napięcia w punkcie 854, w przypadku gdy źródłem wahań napięcia są turbiny wiatrowe przyłączone w punkcie 844

12. Wahania napięcia w procedurze przyłączania

W celu zapewnienia bezpiecznej pracy sieci, przyłączonych do niej odbiorników i źródeł oraz należytych parametrów JDEE, operatorzy podczas oceny technicznych możliwości przyłączenia (na etapie sporządzania warunków przyłączenia) posługują się wymaganiami technicznymi dla odbiorników lub jednostek wytwórczych przyłączanych do sieci określonymi np. w [54] oraz kryteriami przyłączania. Jedną z wykonywanych na tym etapie analiz jest oszacowanie poziomu wahań napięcia danego źródła lub odbiornika. Norma [51] rekomenduje trzyetapową procedurę akceptacji przyłączenia w odniesieniu do kryterium wahań napięcia.

W pierwszym etapie procedury nie jest wymagane przeprowadzenie szczegółowej analizy emisji wahań napięcia. W przypadku przyłączania do sieci nN małych odbiorników lub źródeł, operator akceptuje przyłączenie, jeżeli urządzenia spełniają wymagania norm [91, 93] w zakresie emisji wahań napięcia. Urządzenia można przyłączyć do sieci SN i WN bez przeprowadzenia szczegółowych analiz wahań napięcia jeżeli stosunek zmian mocy pozornej do mocy zwarciowej systemu w miejscu przyłączenia jest poniżej wartości określonych w tabeli 12.1. Wartości graniczne zależą od współczynnika K (definiowanego jako iloraz zmian mocy pozornej do mocy zwarciowej w miejscu przyłączenia) oraz ilości zmian napięcia na minutę (r).

Tabela 12.1. Dopuszczalne względne zmiany mocy pozornej [51]

Liczba zmian napięcia na minutę r [1/min]	$K = \frac{\Delta S}{S_k}$ [%]
$r > 200$	0,1
$10 \leq r \leq 200$	0,2
$r < 20$	0,4

To samo kryterium obowiązuje dla sieci WN i NN. W tym przypadku, przyjmuje się zwykle tylko jedną wartość współczynnika $K \leq 0,1\%$ [42].

Jeżeli planowana do przyłączenia instalacja nie spełnia podanych kryteriów, wymagane jest oszacowanie emisji wahań napięcia instalacji i porównanie jej z dopuszczalną indywidualną emisją dla danego poziomu napięcia (II etap procedury). W tym celu, w pierwszej kolejności wyznacza się graniczną wypadkową wartość emisji odbiorników, uwzględniając przyjęte planowane poziomy wahań napięcia. Dopuszczalny całkowity poziom emisji wahań napięcia w sieci (w tym przypadku SN), można obliczyć z zależności [51]:

$$G_{PstSN} = \sqrt[3]{(P_{stSN})^3 - T_{PstWN/SN}^3 (P_{stWN})^3} \quad (12.1)$$

gdzie:

- G_{PstSN} dopuszczalny całkowity poziom wahań napięcia w sieci SN,
- P_{PstSN} poziom planowany wahań napięcia w sieci SN,

P_{PstWN} poziom planowany wahań napięcia w sieci WN,
 $T_{PstWN/SN}$ współczynnik propagacji wahań napięcia z sieci WN do SN.

Mając na uwadze udział w całkowitym poziomie wahań napięcia wszystkich odbiorców i źródeł przyłączonych do danej sieci, całkowity poziom wahań napięcia należy rozdzielić na poszczególnych odbiorców lub źródła, co odpowiada procedurze przydzielenia indywidualnego dopuszczalnego poziomu emisji. Indywidualną emisję można określić z zależności:

$$E_{Psti} = G_{PstSN} \cdot \sqrt[3]{\frac{S_n}{S_{SN}}} \quad (12.2)$$

gdzie:

G_{PstSN} dopuszczalny całkowity poziom wahań napięcia w sieci SN,
 S_n moc znamionowa lub umowna,
 S_{SN} moc znamionowa lub umowna wszystkich odbiorców i źródeł przyłączonych do sieci SN.

Jak wskazano w [43] w (12.2) zamiennie do mocy znamionowej lub umownej wszystkich odbiorców i źródeł, można przyjąć moc znamionową transformatora WN/SN zasilającego daną sieć SN. Uwzględniając, że nie wszystkie odbiorniki lub źródła generujące wahania napięcia pracują jednocześnie, zależność (12.2) można przedstawić następująco:

$$E_{Psti} = G_{PstSN} \cdot \sqrt[3]{\frac{S_n}{S_{SN}} \cdot \frac{1}{F_{SN}}} \quad (12.3)$$

gdzie:

F_{SN} współczynnik jednoczesności wahań napięcia w sieci SN – zgodnie z [51] można przyjąć na poziomie od 0,2 do 0,3. Dla WN współczynnik przyjmuje się równy 1.

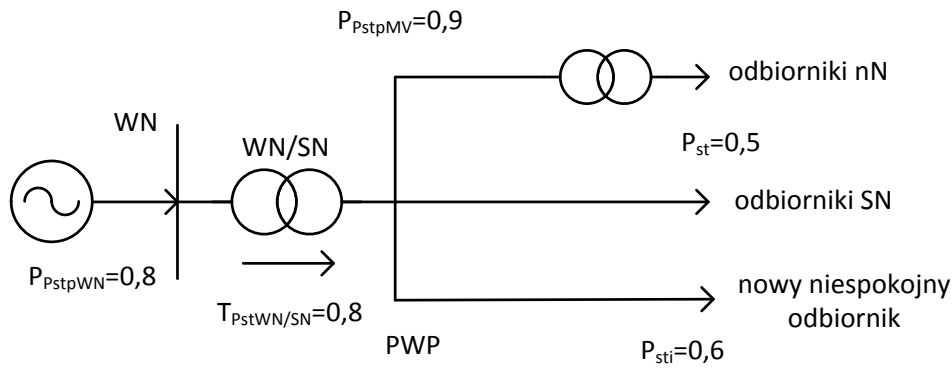
Wyznaczone na podstawie zależności (12.3) dopuszczalne wartości współczynników wahań napięcia dla małych odbiorników lub źródeł mogą prowadzić do restrykcyjnie małych poziomów emisji. Dlatego też w [51] określono minimalne dopuszczalne wartości poziomów emisji $E_{Psti}=0,35$ i $E_{Piti}=0,25$.

Jeżeli indywidualna emisja przyłączanej instalacji jest wyższa niż poziom określony dla danej sieci (tabela 12.2), operator sieci może realokować niewykorzystaną emisję pomiędzy poziomami napięć i dokonać zmiany emisji dla danej instalacji.

Tabela 12.1. Poziomy planowany i emisji wahań napięcia [51].

Współczynnik wahań napięcia	Poziom planowany		Poziom emisji
	SN	WN	SN i WN
P_{st}	0,9	0,8	0,35
P_{it}	0,7	0,6	0,25

Zjawisko tłumienia wahań napięcia pomiędzy poziomami napięć powinno również zostać uwzględnione w tych obliczeniach. Na rysunku 12.1 przedstawiono przykład sumowania wahań napięcia w PWP oraz uwzględnienia w procedurze przydzielania emisji realokacji niewykorzystanej emisji i współczynników tłumienia pomiędzy poziomami napięć.



Rys. 12.1. Przykład sumowania wahań napięcia w procedurze przyłączania

W przedstawionym na rysunku 12.1 przykładzie, do pola SN w GPZ ma zostać przyłączony nowy odbiornik niespokojny, którego indywidualną emisję w PWP oszacowano na poziomie $P_{sti}=0,6$. Jest oczywiste, że emisja odbiornika przekracza poziom dopuszczalnej indywidualnej emisji dla sieci SN ($P_{st}<0,35$). Na rysunku 12.1 podano także: planowany poziom wahań napięcia dla sieci WN i SN ($P_{stpWN}=0,8$; $P_{stpSN}=0,9$) oraz całkowity udział wszystkich odbiorników SN i nN w PWP ($P_{st}=0,5$). Aby dochować poziomu planowany wahań napięcia dla sieci SN, najwyższa indywidualna emisja przyłączanej instalacji może wynosić:

$$P_{stimax} = \sqrt[3]{(P_{PstSN})^3 - (P_{PstWN} \cdot T_{PstWN/SN})^3 - P_{st}^3} \quad (12.4)$$

$$P_{stimax} = \sqrt[3]{0,9^3 - (0,8 \cdot 0,8)^3 - 0,5^3} = 0,69$$

Jeżeli inne niespokojne instalacje nie będą przyłączone do tego PWP, operator systemu może wyrazić zgodę na przyłączenie nowego odbiornika. Biorąc to pod uwagę, przedstawiony powyżej przykład, nie uwzględnienie współczynnika tłumienia może prowadzić do sformułowania zbyt ostrych ograniczeń co do przyłączenia niespokojnego źródła, np. turbiny czy farmy wiatrowej.

Poziom emisji wahań napięcia dla nowych źródeł wiatrowych jest różnie określany i zależy od szczegółowych regulacji określonych w kodeksach sieci (instrukcjach ruchu) [4]. W większości krajów, kodeksy wprowadzają maksymalny poziom emisji na podstawie normy [51]. Dla przykładu w Szwecji, kodeksy sieciowe określają dwie wartości dopuszczalnej emisji: w przypadku jednej farmy ($P_{it}\leq 0,1$), oraz kilku farm przyłączonych do tej samej linii ($P_{it}\leq 0,25$). Z kolei w Dani, poziom dopuszczalnej emisji zależy od napięcia znamionowego sieci. Dla sieci o napięciu znamionowym do 35 kV współczynnik $P_{it}\leq 0,5$, natomiast dla sieci o wyższym poziomie napięć $P_{it}\leq 0,35$. Przydział emisji może też być uzależniony od wielkości źródła. Pozwala to nieco złagodzić omawiane kryterium. We Francji, operator sieci wprowadził ograniczenie emisji oparte o normę [51] dla źródeł o mocy do 5 MW, natomiast dla źródeł o mocy od 5 MW do 12 MW poziom emisji wahań rośnie liniowo do $P_{st}=0,44$, a dla źródeł powyżej 12 MW emisja musi być ograniczona do wartości $P_{st}=0,44$ [136].

W przypadku turbin wiatrowych, emisję wahań napięcia spowodowaną zarówno pracą ciągłą jak i operacjami łączeniowymi można oszacować na podstawie normy [97]. Do wyznaczenia wahań napięcia podczas pracy ciągłej turbiny wiatrowej stosowana jest zależność:

$$P_{St} = P_{lt} = c(\psi_k, v_a) \cdot \frac{S_n}{S_k} \quad (12.5)$$

gdzie:

$c(\psi_k, v_a)$	wskaźnik migotania podczas pracy ciągłej dla danego kąta impedancji sieci i średniej prędkości wiatru
S_n	moc znamionowa turbiny wiatrowej
S_k	moc zwarciova w miejscu przyłączenia

Jak widać z (12.5) wskaźnik migotania podczas pracy ciągłej jest zależny od kąta impedancji sieci i średniej (w okresie roku) prędkości wiatru. Wskaźniki migotania są określane przez producentów turbin wiatrowych w raportach z badań jakości energii wytworzonej w źródłach wiatrowych, tzw. „wind testach”. Jeżeli w danym punkcie sieci ma zostać przyłączonych więcej niż jedna turbina wiatrowa, łączną emisję wahań napięcia można wyznaczyć na podstawie:

$$P_{St} = P_{lt} = \frac{1}{S_k} \sqrt{\sum_{i=1}^N (c(\psi_k, v_a) \cdot S_{n,i})^2} \quad (12.6)$$

gdzie:

N	liczba turbin wiatrowych
-----	--------------------------

Natomiast emisję wahań napięcia podczas operacji łączeniowych (włączanie, wyłączanie turbin wiatrowych) można oszacować przy pomocy:

$$P_{St} = 18 \cdot N_{10}^{0,31} \cdot k_f(\psi_k) \cdot \frac{S_n}{S_k} \quad (12.7)$$

$$P_{lt} = 18 \cdot N_{120}^{0,31} \cdot k_f(\psi_k) \cdot \frac{S_n}{S_k} \quad (12.8)$$

gdzie:

$k_f(\psi_k)$	wskaźnik skokowy migotania podczas operacji łączeniowych dla danego kąta impedancji sieci
N_{10}	maksymalna liczba operacji łączeniowych w czasie 10 min,
N_{120}	maksymalna liczba operacji łączeniowych w czasie 120 min.

Jeżeli w danym punkcie sieci ma być przyłączona więcej niż jedna turbina wiatrowa, łączną emisję wahań napięcia można wyznaczyć na podstawie:

$$P_{St} = \frac{18}{S_k} \left(\sum_{i=1}^N N_{10,i} (k_{f,i}(\psi_k) S_{n,i})^{3,2} \right)^{\frac{1}{3,2}} \quad (12.9)$$

$$P_{lt} = \frac{8}{S_k} \left(\sum_{i=1}^N N_{120,i} (k_{f,i}(\psi_k) S_{n,i})^{3,2} \right)^{\frac{1}{3,2}} \quad (12.10)$$

Podobnie jak w przypadku wskaźnika dla pracy ciągłej, wskaźniki wahań napięcia dla operacji łączeniowych podawane są przez producentów w postaci raportów z badań jakości energii wytworzonej w źródłach wiatrowych.

Próbie porównania wartości współczynników charakteryzujących wahania napięcia wyznaczone na podstawie zależności analitycznych podanych w normie [96] z wielkościami rzeczywistymi przedstawiono w rozdziale 13.

13. Porównanie wyników ekspertyzy oceniającej wpływ przyłączenia farmy wiatrowej na JDEE z wynikami pomiarów wykonanych po uruchomieniu farmy

Analizę porównawczą współczynników wahań napięcia wyznaczonych na podstawie zależności od 12.5 do 12.10 w ekspertyzie wpływu z wartościami rzeczywistymi uzyskanymi w trakcie przeprowadzonych pomiarów po uruchomieniu farmy, wykonano dla FW Lipniki. Norma [51] oraz instrukcje sieci [53, 54] określają, że współczynniki P_{st} i P_{lt} w miejscu przyłączenia elektrowni wiatrowych nie powinny przekraczać odpowiednio wartości 0,35 dla P_{st} oraz 0,25 dla P_{lt} . Na podstawie danych zawartych w sprawozdaniach z badań jakości energii wytworzonej w źródłach wiatrowych (tzw. „wind test”), w ekspertyzie dla FW Lipniki wyznaczono współczynniki charakteryzujące wahania napięcia podczas pracy ciągłej. Wyniki zestawiono w tabeli 13.1.

Tabela 13.1. Współczynniki wahań napięcia dla pracy ciągłej, FW Lipniki

Parametr	Układ normalny	Układ awaryjny
S_k [MVA]	533,2	262,9
ψ_k	63,4	60,9
$C_{(\psi_k, v_a)}$	4,2	4,2
P_{st}	0,08135	0,16501
P_{lt}	0,08145	0,16501

We wszystkich analizowanych przypadkach założono pracę FW Lipniki z mocą znamionową, dla średniej prędkości wiatru na poziomie 7,5 – 8,5 m/s. Na podstawie przeprowadzonych obliczeń w ekspertyzie uznano, że przyłączenie FW Lipniki jest możliwe ze względu na wyznaczone wartości współczynników charakteryzujących wahania napięcia podczas pracy ciągłej, zarówno w układzie normalnym jak i awaryjnym sieci 110 kV.

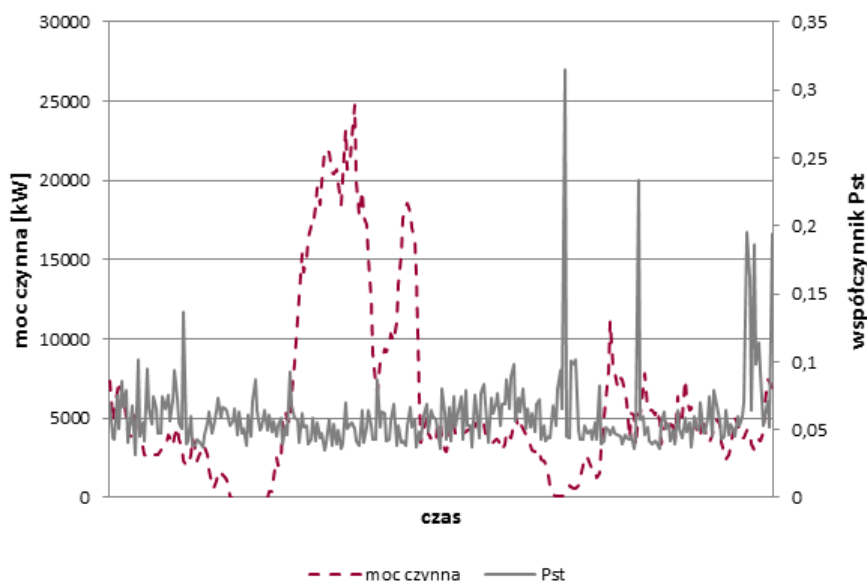
W dalszej kolejności, zgodnie z normą [51] w ekspertyzie wyznaczono współczynniki wahań napięcia dla procesów łączeniowych. Uzyskane wyniki, zestawiono w tabeli 13.2.

Tabela 13.2. Współczynniki wahań napięcia dla procesów łączeniowych, FW Lipniki

Parametr	Układ normalny	Układ awaryjny
S_k [MVA]	533,2	262,9
ψ_k	63,4	60,9
$k_f(\psi_k)$	0,085	0,085
N_{10}	4	4
N_{120}	24	24
P_{st}	0,03042	0,06170
P_{lt}	0,02356	0,04779

Jak widać z danych zamieszczonych w tabeli 13.2, wartości oszacowanych wahań napięcia powodowanych procesami łączeniowymi, są zdecydowanie niższe od wartości granicznych. Na podstawie przeprowadzonych obliczeń w ekspertyzie uznano, że przyłączenie FW Lipniki jest możliwe ze względu na wyznaczone wartości współczynników charakteryzujących

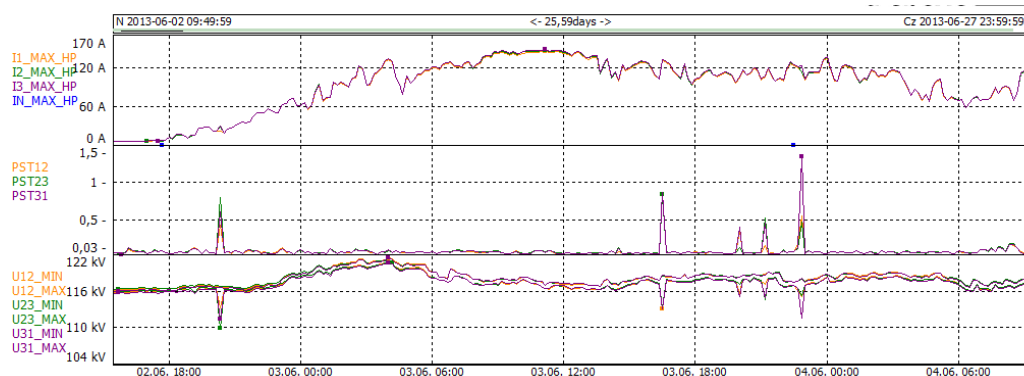
wahania napięcia podczas operacji łączeniowych, zarówno w układzie normalnym jak i awaryjnym sieci 110 kV.



Rys. 13.1. Współczynnik P_{st} oraz moc czynna generowana przez FW Lipniki

Wyniki przeprowadzonych pomiarów (szczegółowo opisanych w rozdziale 3), nie pozwalają niestety precyzyjnie zweryfikować metody wyznaczania wartości wahań napięcia pochodzących od przyłączonej farmy. Wynika to przede wszystkim z zaobserwowanego braku wpływu generacji FW Lipniki na poziom wahań napięcia. Oceniając wiarygodność narzędzia wykorzystywanego na etapie projektowania, można stwierdzić, że wartości wyznaczone na podstawie normy [51] dla FW Lipniki są mniejsze o około 20% od wielkości zarejestrowanych podczas pomiarów z uwzględnieniem tła.

Jak widać z rysunku 13.1, poziom wahań napięcia w punkcie przyłączenia nie zależy od wielkości mocy generowanej przez FW Lipniki. Warto zwrócić uwagę, że zaobserwowany brak zależności pomiędzy wahaniami napięcia a wielkością generacji jest stwierdzony przy niewielkich wartościach współczynnika P_{st} (0,05), co dodatkowo może potwierdzić marginalny wpływ FW Lipniki na poziom wahań napięcia.



Rys. 13.2. Porównanie zmian wartości współczynnika P_{st} z wartościami prądu i napięcia w wybranym okresie (wartości średnie 10 minutowe), FW Lipniki

Dodatkowym potwierdzeniem sformułowanego wniosku może być przykładowy stan pracy (przedstawiony na rysunku 13.2), w którym można zaobserwować narastanie generowanej mocy czynnej od zera do wartości znamionowej, przy poziomie wahań napięcia poniżej 0,1.

14. Propozycja uproszczonego kryterium wahań napięcia

Kryterium wahań napięcia może być czynnikiem uniemożliwiającym lub utrudniającym przyłączanie źródeł wiatrowych do systemu elektroenergetycznego. Dzisiejsza procedura sprawdzania tego kryterium, opisana w rozdziale 4 i 12, nie uwzględnia szeregu czynników mogących wpływać na poziom wahań napięcia, o których mowa w rozdziale 8, 9 i 10. W celu doprecyzowania stosowanej w chwili obecnej oceny możliwości przyłączenia, proponuje się uzależnioną od wielkości współczynnika zwarciego (definiowanego jako stosunek mocy zwarciowej sieci w miejscu przyłączenia do mocy znamionowej przyłączanej instalacji) oraz kąta impedancji sieci (określonego poprzez współczynnik X/R), analizę wahań napięcia. Proponowane kryterium opiera się na włączeniu do analizy wahań napięcia następujących czynników:

- 1) aktualnego poziomu wahań napięcia,
- 2) współczynnika zwarciego w miejscu przyłączenia,
- 3) współczynnika X/R sieci,
- 4) charakteru obciążenia sieci,
- 5) tłumienia wahań napięcia,
- 6) możliwości regulacyjnych turbiny lub farmy wiatrowej.

W zależności od współczynnika zwarciego w miejscu przyłączenia oraz kąta impedancji sieci rekomenduje się następujące postępowanie w ocenie możliwości przyłączenia:

1. Warunek: **$SCR \geq 10$ oraz $X/R \geq 1$**

Rekomendacja: nie jest wymagana szczegółowa analiza wahań napięcia.

2. Warunek: **$5 \leq SCR < 10$ oraz $0,5 \leq X/R < 1$**

Rekomendacja: wymaga się przeprowadzenia uproszczonej analizy polegającej na wyznaczeniu indywidualnej emisji wahań napięcia źródła wiatrowego, zgodnie z normą [97], oraz porównaniu jej z dopuszczalnym indywidualnym poziomem emisji. Jeżeli w sieci nie ma innych dominujących źródeł wahań, operator może przydzielić (zaalokować) wyższy poziom emisji dla źródła wiatrowego, zgodnie z zależnością (12.1). Co więcej, zaleca się, aby w umowie o przyłączenie operator zagwarantował sobie prawo do określenia katalogu usług regulacyjnych świadczonych przez źródło wiatrowe. W szczególności, operator powinien określić: profil mocy czynnej oddawanej do sieci w stanach normalnych i zakłóceniovych (n-1), zmiany wielkości mocy biernej pobieranej/oddawanej do sieci, udział źródła w regulacji częstotliwości oraz wymagalną zdolność pracy źródła w warunkach zakłóceniovych.

3. Warunek: **$SCR < 5$ oraz $X/R < 0,5$**

Rekomendacja: wymaga się przeprowadzenia szczegółowej analizy wahań napięcia, gdyż źródło nie powinno zostać przyłączone bez szczegółowej analizy, nawet w przypadku posiadania przez nie możliwości do ograniczania wahań napięcia poprzez układ regulacji lub niezależny kompensator. Szczegółowa analiza przyłączenia

powinna zawierać informacje o aktualnym poziomie wahań napięcia, wszystkich źródłach (lub potencjalnych źródłach) zaburzenia, danych charakteryzujących sieć i miejsce przyłączenia oraz źródło wiatrowej. Zdaniem autora analiza powinna obejmować:

- a. pomiar i analizę parametrów JDEE, w tym współczynników wahań napięcia, w potencjalnym miejscu przyłączenia,
W przypadku stwierdzenia przekroczenia wartości dopuszczalnych rekomenduje się przeprowadzenie dokładnej analizy otrzymanych wyników z określeniem potencjalnych źródeł lub przyczyn dużych wartości wahań napięcia. Zaleca się również przeprowadzenie korelacji otrzymanych wyników z reklamacjami odbiorców dotyczącymi parametrów JDEE,
- b. oszacowanie indywidualnej emisji turbiny lub farmy wiatrowej zgodnie z zależnościami od 12.5 do 12.10,
- c. porównanie emisji turbiny lub farmy wiatrowej z dopuszczalnym indywidualnym poziomem emisji dla danego poziomu napięcia,
- d. uwzględnienie w dopuszczalnej emisji wahań napięcia współczynników tłumienia i realokacji niewykorzystanych emisji pomiędzy poziomami napięć,
- e. uwzględnienie w dopuszczalnej emisji wahań napięcia stopnia i charakteru obciążenia. W przypadku sieci znacznie obciążonej silnikami indukcyjnymi można przyjąć większy poziom dopuszczalnej emisji;
- f. możliwość świadczenia usług regulacyjnych przez źródło (praca w trybie umożliwiającym ograniczanie wahań napięcia).

15. Podsumowanie

W niniejszej pracy szczegółowo zaprezentowano zagadnienie wpływu turbin wiatrowych na JDEE, w szczególności wahania napięcia. Dla określenia rzeczywistego wpływu źródeł wiatrowych na JDEE przedstawiono analizę wyników przeprowadzonych pomiarów w miejscach przyłączenia różnej wielkości farm wiatrowych do sieci WN i SN. Wykonane pomiary obejmowały rejestracje m.in. częstotliwości, mocy czynnej, biernej, prądów, napięć, współczynników wahań napięcia, a także harmonicznym napięć i prądów. Na podstawie analizy zgromadzonych danych pomiarowych, w oparciu o wartości dopuszczalne zaburzenia, korelacje współczynników wahań napięcia i prądów poszczególnych źródeł a także wybrane metody identyfikacji źródeł wahań stwierdzono, że wpływ turbin wiatrowych na wahania napięcia w analizowanych przypadkach był znikomy. Stwierdzono także, że często, duży poziom rozważanego zaburzenia, nie jest spowodowany źródłami wahań, lecz wynika z dużej liczby szybkich zmian, zapadów i wzrostów napięcia, których źródła znajdują się w sieci. Aby wykluczyć ten efekt z oceny wahań napięcia, przedstawiono metodykę wykluczania współczynników wahań napięcia zmierzonych podczas zapadów i wzrostów napięcia, która powinna być stosowana w procesie oceny parametrów JDEE w miejscu przyszłego przyłączenia kolejnego źródła.

W pracy zaprezentowano podstawowe informacje dotyczące realizacji procesu przyłączania źródeł do sieci elektroenergetycznych, możliwe układy połączeń źródeł z systemem, obecne oraz proponowane kryteria przyłączania. Przybliżono w ten sposób wiedzę specjalistyczną obejmującą zagadnienia formalno – prawne oraz techniczne związane z przyłączaniem źródeł do sieci elektroenergetycznych. Warto podkreślić, że autor brał czynny udział w opracowaniu jednolitych w skali kraju wymagań technicznych oraz kryteriów przyłączania źródeł do sieci nN i SN.

W ramach realizacji niniejszej pracy, wykonano szereg badań symulacyjnych. Przeprowadzono je w środowisku ATP Draw, na bazie opracowanych przez autora modeli turbin wiatrowych oraz elementów systemu elektroenergetycznego. Warto podkreślić, że wybrane środowisko (ATP Draw) nie zawiera gotowych modeli symulowanych urządzeń, dlatego też, model turbiny wiatrowej skonstruowano w oparciu o podstawowe elementy dostępne w ATP Draw. Dla potrzeb symulacji zbudowano także modele sieci testowych oraz rzeczywistych. Uzyskane w trakcie przeprowadzonych badań wyniki zweryfikowano w innych narzędziach symulacyjnych, co pozwoliło potwierdzić poprawność opracowanego modelu.

Dla realizacji kolejnego celu pracy, przeprowadzono badania symulacyjne emisji wahań napięcia przez turbiny wiatrowe i możliwych mechanizmów łagodzenia tego zaburzenia. Aby oszacować wahania napięcia generowane przez źródła wiatrowe wykorzystano model miernika parametrów JDEE, zbudowany zgodnie z normą [94]. Przeprowadzone symulacje wykazały, że parametry wiatru (wartość średnia prędkości wiatru, intensywność turbulencji) i charakter sieci (moc zwarciowa, kąt impedancji sieci) mają znaczący wpływ na emisję wahań napięcia generowanych przez turbiny wiatrowe. Dokonano analizy porównawczej

otrzymanych wyników z wynikami prezentowanymi w literaturze dla turbin ze zmienną prędkością obrotową. Z przeprowadzonych symulacji oraz wyników dotychczasowych prac wynika, że jest możliwe zarządzanie mocą bierną turbin wiatrowych i jej przepływem w sieci zasilającej, co pozwala uzyskać redukcję wahań napięcia. Dla rozważanych w pracy turbin wiatrowych ze stałą prędkością obrotową, wskazano kilka możliwych metod sterowania mocą bierną (baterie kondensatorów, kompensatory statyczne SVC lub STATCOM). Warto podkreślić, że turbiny wiatrowe ze zmienną prędkością obrotową z generatorami asynchronicznymi podwójnie zasilanymi (obecnie najczęściej stosowane) lub z maszynami synchronicznymi, posiadają szeroki zasób technicznych możliwości łagodzenia wahań napięcia.

Kolejnym celem zrealizowanym w pracy było przeprowadzenie analizy propagacji i tłumienia wahań napięcia. Wykonane symulacje potwierdziły, że rozważane zaburzenie przemieszczając się z sieci WN do SN ulega tłumieniu, oraz że poziom wahań napięcia zależy od „elektrycznej” odległości miejsca przyłączenia od punktu zasilającego. Co więcej, potwierdzono, że charakter obciążenia sieci może również wpływać na redukcję wahań napięcia. W pracy przedstawiono także opis i praktyczną realizację w ATP Draw wybranych metod lokalizacji wahań napięcia w systemie elektroenergetycznym.

W rezultacie dokonanego przeglądu literatury, przeprowadzonych pomiarów na obiektach rzeczywistych oraz zrealizowania szeregu badań symulacyjnych, zaproponowano nowe kryterium wahań napięcia, które w zależności od mocy przyłączanej instalacji, mocy zwarciowej i kąta fazowego sieci, rekomenduje podjęcie określonych działań w celu przydzielenia limitu emisji dla nowej instalacji. Zdaniem autora, przyjęcie zaproponowanego podejścia do kryterium wahań napięcia pozwoli uszczegółowić procedurę przyłączania, a także w dłuższej perspektywie pozwoli przyłączyć większą liczbę źródeł bez niekorzystnego wpływu na parametry JDEE.

Autor za najważniejsze własne osiągnięcia uznaje:

- określenie rzeczywistego wpływu turbin wiatrowych na system elektroenergetyczny oraz parametry JDEE, przeprowadzone w wielku lokalizacjach i obiektach,
- opracowanie autorskiego modelu turbiny wiatrowej w środowisku symulacyjnym ATP Draw,
- zbudowanie w środowisku ATP Draw modelu układu umożliwiającego pomiar mocy i energii wahań napięcia jako narzędzia umożliwiającego lokalizację w systemie zasilającym źródła wahań napięcia,
- potwierdzenie w badaniach symulacyjnych oraz pomiarach rzeczywistych, że uwzględnienie zjawiska tłumienia oraz sumowania wahań napięcia pochodzących od innych źródeł jest konieczne na etapie oceny możliwości przyłączenia,
- rekomendację w zakresie konieczności systemowego uregulowania zasad współpracy i świadczenia przez źródła wiatrowe usług regulacyjnych,
- zaproponowanie nowego wieloaspektowego kryterium wahań napięcia w procedurze przyłączania turbin wiatrowych do sieci.

Zdaniem autora, wyniki niniejszej pracy mogą zostać uwzględnione przez OSD w kraju na etapie analizy możliwości przyłączenia turbin wiatrowych do sieci elektroenergetycznych. Zastosowanie zaproponowanego kryterium, wymagać będzie weryfikacji w warunkach rzeczywistych.

Z pewnością przeprowadzone w niniejszej pracy badania nie wyczerpują wszystkich aspektów zagadnień związanych z wpływem turbin wiatrowych na parametry JDEE. Zdaniem autora praca może być kontynuowana poprzez realizację następujących zagadnień:

- budowę modeli innych typów turbin wiatrowych i szczegółową analizę możliwych mechanizmów łagodzenia wahań napięcia generowanych przez turbiny wiatrowe, w szczególności turbin z generatorami indukcyjnymi podwójnie zasilanymi i generatorami synchronicznymi,
- analizę techniczną możliwości ograniczania wahań napięcia generowanych przez turbiny wiatrowe poprzez wykorzystanie magazynów energii i różnych technik ich sterowania,
- dalszą analizę danych pomiarowych parametrów JDEE w miejscach przyłączenia turbin wiatrowych.

16. Literatura

- [1] Ackerman T.: Wind power in power system. John Wiley & Sons, 2005.
- [2] Akhmatow V.: Analysis of dynamic behavior of electric power systems with large amount of wind power, PhD Thesis, Technical University of Denmark, 2003.
- [3] Ammar M., Venne P., Abbey C., Joos G.: A methodology for assessing the impact of distributed wind power on voltage flicker, CIGRE International Symposium on the Electric Power System of the Future, Bologna, Italy, 13-15 September 2011.
- [4] Ammar M.: Flicker emission of distributed wind power: A review of impacts, modeling, grid codes and mitigation techniques, IEEE Power and Energy Society General Meeting, 2012.
- [5] Ammar M., Joos G.: Impact of distributed wind generators reactive power behavior on flicker severity, IEEE Transactions on Energy Conversion, vol. 28, no. 2, June 2013.
- [6] Alternative Transients Program (ATP) - Rule Book, Canadian /American EMTP User Group, 1987-92.
- [7] Axelberg P. G. V., Bollen M. H. J., Yu-Hua Gu I.: Trace of flicker sources by using the quantity of flicker power, IEEE Transactions on Power Delivery, vol. 23, no. 1, January 2008.
- [8] Axelberg P.G.V.: On tracing flicker sources and classification of voltage disturbances, Thesis for the degree of doctor of philosophy, Chalmers University of Technology, Göteborg, Sweden, 2007.
- [9] Axelberg P.G.V.: A measurement method for determining the direction of propagation of flicker and for tracing a flicker source, 18th International Conference on Electricity Distribution – CIRED 2005, Turin, Italy, 2005.
- [10] Axelberg P.G.V., Bollen M.H.J.: An algorithm for determining the direction to a flicker source, IEEE Transactions on Power Delivery, vol. 21, no. 2, 2006.
- [11] Blaabjerg F., Hansen A., Sørensen P., Becho J.: Dynamic modelling of wind farm grid interaction, Wind Energinerring, vol. 26, no. 4, 2002.
- [12] Baggini A.: Handbook of power quality, John Wiley & Sons, New York, 2008.
- [13] Bandzul W.: Wpływ elektrowni wiatrowych na niezawodność pracy systemu elektroenergetycznego, Elektroenergetyka Nr 3/2005 (54), Warszawa, 2005.
- [14] Barahona B., Sørensen P., Christensen L., Sørensen T., Nielsen H. K., G. Larsén X.: Validation of the standard method for assessing flicker from wind turbines, IEEE Transactions on Energy Conversion, vol. 26, no. 1, March, 2011.
- [15] Barzyk G.: Techniczne aspekty wyboru oraz konfiguracji punktu przyłączenia projektowanych farm wiatrowych w warunkach KSE, Artykuł dostępny na stronie www.barzyk.ps.pl.
- [16] Bhattacharyya S., Cai R., Cobben S., Myrzik J., Kling W.: Flicker propagation study in a typical Dutch grid, 20th International Conference on Electricity Distribution - CIRED 2009, Prague, Czech Republic, 2009.

- [17] Bhattacharyya S., Myrzik J., Kling W.: Estimation of the planning levels for flicker in the Dutch networks, 10th International Conference Electrical Power Quality And Utilisation - EPQU 2009, Łódź, September 15-17, 2009.
- [18] Bing C., Xiaodong Y., Yang X., Xu W., Qun L., Rong S., Jingxian S., Jingbo Z.: Power quality measurement and comparison between two wind farms equipped with FSIG+PMSG and DFIG, International Conference on Power System Technology, 2010.
- [19] Blazic B., Matvoz D., Papic I.: Evaluation of solutions for flicker mitigation in the Slovenian transmission network, 19th International Conference on Electricity Distribution - CIRED 2007, Vienna, Austria, 21-24 May 2007.
- [20] Bollen M.H.J., Hassan F.: Integration of distributed generation in the power system, Wiley and IEEE Press, 2011.
- [21] Bollen M.H.J.: Understanding power quality problems. Voltage sags and interruptions, IEEE Press, Series on Power Engineering, New York, 2000.
- [22] Overview of smart grids and power quality, CIGRE C4.24 - Chapter 3 - v.1, March 2014.
- [23] Bućko P.: Dylematy rozwoju rynków energii odnawialnej, Rynek Energii 2(45), Warszawa, 2003.
- [24] Carrillo C., Pérez-Sabín F., Díaz-Dorado E., Cidrás E.: Flicker mitigation and voltage sag ride through of a wind turbine using an STATCOM, Europe's premier wind energy market, Marseille, France 2009.
- [25] CEER Benchmarking Report on the Quality of Electricity Supply, CEER, 2012.
- [26] Chen Z.: Issues of connecting wind farms into power systems, IEEE/PES Transmission and Distribution Conference & Exhibition Asia and Pacific, Dalian, China, 2005.
- [27] Chmielowiec K.: Flicker effect of different types of light sources, 11th International Conference Electrical Power Quality And Utilisation, EPQU 2011, Lisbon, Portugal, 2011.
- [28] Chun W., Minxiao H., Wenli Y.: Voltage fluctuation and flicker assessment of a weak system integrated wind farm, IEEE Power and Energy Society General Meeting, Detroit, USA, 2011.
- [29] Conuvreur M., De Jaeger E., Goossens P., Robert A.: The concept of short-circuit power and the assessment of the flicker emission level, 20th International Conference on Electricity Distribution - CIRED 2001, Amsterdam, Holland, 18-21 June 2001.
- [30] De Jaeger E.: Measurement of flicker transfer coefficient from HV to MV and LV systems, UIEPQ-9630.
- [31] De Jaeger E., H. Renner: Measurement and evaluation of the flicker emission level from a particular fluctuating load, Prepared form CIGRE-CIRED Joint Task Force C4.109, October 2007.
- [32] De Moura A.P., De Moura A.A.F.: Analysis of injected apparent power and flicker in a

- distribution network after wind power plant connection, IET Renew Power Generation, 2008.
- [33] Degner T., Engler A., Osika O.: Modelling of distributed energy resources with ATP-EMTP, European ATP-EMTP Users Group Meeting and Conference, Warsaw, Poland, 12-14 September 2005.
- [34] Dizdarevic N., Majstrovic M., Zutohradac S.: Power quality in a distribution network after wind power plant connection, IEEE Power Systems Conference and Exposition, New York, USA, 2004.
- [35] Fadaeinedjad R. Moschopoulos G. Ghareveisi A.: Utilizing a STATCOM to prevent the flicker propagation in a wind power system, IEEE Energy Conversion Congress and Exposition (ECCE), 2010.
- [36] Flicker objectives for LV, MV and HV systems, Review of flicker objectives for HV, MV and LV systems, Report prepared by CIGRE/CIREN WG C4.108.
- [37] Fox B., Flynn D., Bryans L., Jenkins N., Milborrow D., O' Malley M., Watson R.: Wind power integration: connection and system operation aspects, IEEE Power and Energy Series 50, 2007.
- [38] Global Wind Energy Council: Global wind report: annual market update 2013, dostępny na stronie: www.gwec.net.
- [39] Gutierrez J.J., Ruiz J., Saiz P., Azcarate I., Leturiondo L.A., Lazkano A.: Power quality in grid-connected wind turbines, University of the Basque Country, Spain, 2007.
- [40] Haginomori E.: Applied ATP-EMTP to highly sophisticated electric power systems. Osaka, 2003.
- [41] Halpin M., De Jaeger E., Cai R., Papic I., Perera S., Yang X.: A review of flicker objectives related to complaints measurements, and analysis techniques, 20th International Conference on Electricity Distribution - CIREN 2009, Prague, June 2009.
- [42] Hanzelka Z.: Jakość dostawy energii elektrycznej, Wydawnictwa AGH, Kraków 2013.
- [43] Hanzelka Z.: Jakość energii elektrycznej. Wahania napięcia, artykuł dostępny na stronie: <http://tvelvee.com.pl>.
- [44] Hanzelka Z., Mróz M., Pawełek R., Piątek K.: Quality parameters of 15 kV supply voltage after connection of wind farms – case study, 12th International Conference on Harmonics & Quality of Power, ICHQP 2006, Cascais, Portugal 2006.
- [45] Horton R., TimHaskew T. A.: Effect of transfer coefficients on MV and LV flicker Levels, IEEE Transactions on Power Delivery, vol. 26, no. 2, April 2011.
- [46] Hossein Pourarab M., Nakhodchi N., Zabihi M., Alishahi S.: Integration of renewables into the distribution grid, CIREN 2012 Workshop CIREN Workshop, Lisbon, Portugal, 29-30 May 2012.
- [47] Hsu Y. J., Lu C. N.: Flicker measurements at an industrial power network with wind turbines, IEEE Power Engineering Society General Meeting, 2006.

- [48] Hui X., Yong L., Huijing L.: Comparison of two calculation methods of flicker caused by wind power, Power and Energy Engineering Conference (APPEEC), Asia-Pacific, 25-28 March 2011.
- [49] IEC 61000-3-14: Electromagneting comatibility (EMC), Limits, Assesment of emission limits for the connection of disturbing instalations to LV power systems.
- [50] IEC 61000-3-5: Electromagneting comatibility (EMC), Limits, Limitation of voltage fluctuation and flicker in a low-voltage supply systems for equipment with rated current greater than 75A.
- [51] IEC 61000-3-7: Electromagneting comatibility (EMC), Limits, Assesment of emission limits for fluctuating loads in MV and HV power system.
- [52] IEEE PES distribution systems analysis subcommittee radial test feeders, dostępne na stronie: <http://ewh.ieee.org/soc/pes/dsacom/testfeeders.html>.
- [53] Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej, Polskie Sieci Elektorenergetyczne S.A., Warszawa 2012.
- [54] Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej, TAURON Dystrybucja S.A., Kraków 2012.
- [55] Kacejko P.: Generacja rozproszona w systemie elektroenergetycznym, Wydawnictwo Politechniki Lubelskiej, Lublin, 2004.
- [56] Keane, A. ; Ochoa, L.F. ; Vittal, E. ; Dent, C.J. ; Harrison, G.P.: Enhanced utilization of voltage control resources with distributed generation, IEEE Transactions on Power Systems, vol. 26, no. 1, 2011.
- [57] Klucznik. J.: Udział farm wiatrowych w regulacji napięcia w sieci dystrybucyjnej, Acta Energetica, nr 1/2010, 2010.
- [58] Koncepcja systemu monitorowania jakości energii elektrycznej, TAURON Dystrybucja S.A., Kraków, 2013.
- [59] Krajowy raport benchmarkingowy nt. Jakości dostaw energii elektrycznej do odbiorców przyłączonych do sieci przesyłowych i dystrybucyjnych, Urząd Regulacji Energetyki, Warszawa 2009.
- [60] Krajowy Plan Działania w zakresie energii ze źródeł odnawialnych, Rada Ministrów, Warszawa, 2010.
- [61] Larsson A.: The power quality of wind farms, thesis for the degree of doctor od phillosophy, Chalmers Univesity of Technlogy, Geteborg, Sweden 2000.
- [62] Larsson Å.: Flicker emission of wind turbines during continuous operation, IEEE Trans. Energy Convers., vol. 17, no. 1, March 2002.
- [63] Lazkano A., Gutierrez J.J., Leturiondo L.A., Pazos F., Ruiz J.: Case study: flicker transfer coefficient and frequency components, ICREPQ 2009, Valencia, Spain, April 2009.
- [64] Lazkano A., Redondo K., Saiz P., Gutierrez J.J., Azcarate I., Leturiondo L.A., Barros J.: Case Study: Flicker emission and 3P power oscillations on fixed-speed wind turbines,

- 15th International Conference on Harmonics & Quality of Power, ICHQP 2012, 2012.
- [65] Liu X., Kang Y., Lee K., Lin X., Liu C.: Investigation of the transmission line impedance effects on voltage quality and flicker emission for grid connected to wind turbines, Power Electronics and Motion Control Conference, IPEMC 2009, 2009.
- [66] Lorenc H.: Struktura i zasoby energetyczne wiatru w Polsce, Meteorologia 25, IMGW, Warszawa, 1996.
- [67] Lubośny Z.: Elektrownie wiatrowe w systemie elektroenergetycznym, Wydawnictwa Naukowo-Techniczne, Warszawa, 2007.
- [68] Lubośny Z.: Farmy wiatrowe w systemie elektroenergetycznym, Wydawnictwa Naukowo-Techniczne, Warszawa, 2009.
- [69] Maksic M., Blazic B., Papic I.: Flicker summation factor in the Slovenian transmission network, IEEE Tranheim Power Tech, 2011.
- [70] Maksic M., Blazic B., Papic I.: Comparison of calculated and measured flicker values for two different network topologies, IEEE PowerTech, Bucharest, Romania, 2009.
- [71] Maksic M., Papic I.: Analysis of flicker propagation with representative samples of network voltage, IEEE Transactions on Power Delivery, vol. 26, no. 3, July 2011.
- [72] Meegahapola L., Fox B., Flynn D.: Flicker mitigation strategy for DFIGs during variable wind conditions, IEEE PES General Meeting PES 2010, 2010.
- [73] Meegahapola L., Perera S.: Capability constraints to mitigate voltage fluctuations from DFIG wind farms when delivering ancillary services to the network, Electrical Power and Energy Systems, 62, 2014.
- [74] Mithulanathan N., Salama M. M. A., Canizares C. A., Reeve J.: Distribution system voltage regulation and var compensation for different static load models, International Journal of Electrical Engineering Education, vol. 37/4, 2000.
- [75] Mohan N.: First course on power electronics and drives, Univesity of Minesota, Minneapolis, 2003.
- [76] Mróz M.: The influence of wind turbine on power quality in the HV network in Poland, 18th International Conference on Electricity Distribution – CIRED 2005, Turin, Italy, 2005.
- [77] Mróz M., Chmielowiec K., Hanzelka Z.: Voltage fluctuations in networks with distributed power sources, 15th International Conference on Harmonics & Quality of Power ICHQP 2012, June 2012, Hong Kong.
- [78] Mróz M., Chmielowiec K., Hanzelka Z.: Voltage fluctuations in networks with distributed power sources, Przegląd Elektrotechniczny, ISSN 0033-2097, R. 90 NR 5/2014, 2014.
- [79] Mróz M., Hanzelka Z.: Wahania napięcia jako kryterium przyłączania elektrowni wiatrowych do sieci dystrybucyjnych, IV konferencja Przyłączanie i współpraca OZE z systemem elektroenergetycznym, PTPIREE, Warszawa, 2014.
- [80] Mróz M., Hanzelka Z., Łoziak W., Piątek K., Janiszewski P., Maciąg A., Sawicki J.,

- Pawełek R., Sikora R.: Parametry jakościowe napięcia zasilającego 15 kV po przyłączeniu farm wiatrowych – analiza przypadku, PTPIREE, Konferencja Jakość energii elektrycznej, Wiśła, 2005.
- [81] Mróz M., Hanzelka Z., Piątek K., Pawełek R.: Quality parameters of 15 kV supply voltage after connection of wind farms - case study, 12th International Conference on Harmonics and Quality of Power, ICHQP 2006, Cascais, Portuga, 2006.
- [82] Muyeen S.M., Al-Durra A., Hasanien H.: Modeling and control aspects of wind power systems, InTech, 2013.
- [83] Oleksy A.: Perspektywy rozwoju KSE w kontekście przyłączania źródeł wiatrowych, III konferencja przyłączanie i współpraca OZE z systemem elektroenergetycznym, PTPIREE, Warszawa, Marzec 2013.
- [84] Padilha A., Iara F. E. D., Ciric R. M.: Voltage regulation in distribution networks with dispersed generators, 17th International Conference on Electricity Distribution - CIREN 2003, Barcelona, Spain, May 2003.
- [85] Papadopoulos M. P., Papathanassiou S. A., Tentzerakis S. T., Boulaxis N. G.: Investigation of the flicker emission by grid connected wind turbines, 8th International Conference Harmonics Quality of Power, Athens, Greece, 1998.
- [86] Perera D., Meegahapola L., Perera S., Ciufu P.: Flicker propagation analysis in distribution networks with embedded generation, IEEE International Conference on Power System Technology (POWERCON), 2012.
- [87] Petersson A.: Analysis, modeling and control of doubly-fed induction generators for wind turbines, Phd Thesis, Chalmers University of Technology, Geoteborg, Sweden 2005.
- [88] PN EN 50160: Parametry napięcia zasilającego w publicznych sieciach elektroenergetycznych.
- [89] PN EN 50438: Wymagania dla instalacji mikrogeneracyjnych przeznaczonych do równoległego przyłączenia do publicznych sieci rozdzielczych niskiego napięcia.
- [90] PN EN 61000-2-2: Kompatybilność elektromagnetyczna. Środowisko. Poziomy kompatybilności zaburzeń przewodzonych małej częstotliwości w sieciach zasilających niskiego napięcia.
- [91] PN EN 61000-3-11: Kompatybilność elektromagnetyczna. dopuszczalne poziomy - ograniczanie zmian napięcia, wahań napięcia i migotania światła w publicznych sieciach zasilających niskiego napięcia urządzenia o prądzie znamionowym ≤ 75 A podlegające przyłączeniu warunkowemu.
- [92] PN EN 61000-3-2: Kompatybilność elektromagnetyczna. Dopuszczalne poziomy. Dopuszczalne poziomy emisji harmonicznego prądu (odbiorniki <16 A).
- [93] PN EN 61000-3-3: Kompatybilność elektromagnetyczna. Dopuszczalne poziomy. Ograniczenie wahań napięcia i migotania światła powodowanych przez odbiorniki o prądzie znamionowym <16 A w sieciach zasilających niskiego napięcia.

- [94] PN EN 61000-4-15: Kompatybilność elektromagnetyczna. Metody badań i pomiarów. Miernik migotania światła. Specyfikacja projektowa i funkcjonalna.
- [95] PN EN 61000-4-30: Kompatybilność elektromagnetyczna. Metody badań i pomiarów. Metody pomiaru jakości energii.
- [96] PN EN 61000-4-7: Kompatybilność elektromagnetyczna. Metody badań i pomiarów. Ogólny przewodnik dotyczący pomiarów harmonicznym i interharmonicznym oraz stosowanych do tego przyrządów pomiarowych dla sieci zasilających oraz przyłączonych do nich urządzeń.
- [97] PN IEC 61400-21; Turbozespoły wiatrowe - pomiar i ocena parametrów jakości energii dla siłowni wiatrowych przyłączonych do sieci zasilających
- [98] PN-EN 61000-3-12: Kompatybilność elektromagnetyczna (EMC) -- Część 3-12: Poziomy dopuszczalne -- Poziomy dopuszczalne emisji harmonicznym prądu dla odbiorników o znamionowym prądzie fazowym $> 16 \text{ A}$ i $<$ lub $= 75 \text{ A}$ przyłączonych do publicznej sieci zasilającej niskiego napięcia.
- [99] Polityka energetyczna Polski do 2030 roku, Rada Ministrów, Warszawa, 2009
- [100] Praca zbiorowa: Przyłączanie mikroinstalacji i małych instalacji do sieci rozdzielczej nN, Politechnika Wroclawska, Wroclaw, 2013.
- [101] Praca zbiorowa: Kryteria oceny przyłączania odnawialnych źródeł energii (OZE) do sieci elektroenergetycznych średnich napięć, PBIAT, Poznań, 2013.
- [102] Prikler L., Høidalen H.K.: ATPDRAW Users' Manual, October 2002.
- [103] Renner H., Sakulin M.: Flicker propagation in meshed high voltage network, 9th International Conference on Harmonics and Quality of Power, Orlando, USA, 2000.
- [104] Rifaldi A., Bianchi Lastra R.: ATP Rulebook, <http://www.eeug.org/>.
- [105] Rosas P.: Dynamic influence of wind power on the power system, PhD thesis, Ørsted DTU, March 2003.
- [106] Rosołowski E.: Komputerowe metody analizy elektromagnetycznych stanów przejściowych, Oficyna Wydawnicza Politechniki Wroclawskiej, Wroclaw 2009.
- [107] Rozporządzenie Ministra Gospodarki z dnia 21 sierpnia 2008 r. zmieniające rozporządzenie w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu elektroenergetycznego (Dz. U. Nr 162, poz. 1005).
- [108] Rozporządzenie Ministra Gospodarki z dnia 27 kwietnia 2012 r. zmieniające rozporządzenie w sprawie szczegółowych zasad kształtowania i kalkulacji taryf oraz rozliczeń w obrocie energią elektryczną (Dz.U. 2012 nr 0 poz. 535.).
- [109] Rogóż M.: System oceny jakości energii elektrycznej dla potrzeb kontraktu na dostawę energii i określenia warunków technicznych przyłączenia odbiorników, Rozprawa doktorska, KANIUP, WEAlIE, AGH, Kraków 2007.
- [110] Schoene J., McDermott T.E., Smith C., Zavadil R., Lamoree J.: Flicker from distributed wind generation, IEEE Power and Energy Society General Meeting, 24-29 July 2011.
- [111] Sikorski T.: Monitoring i ocena jakości energii w sieciach elektroenergetycznych

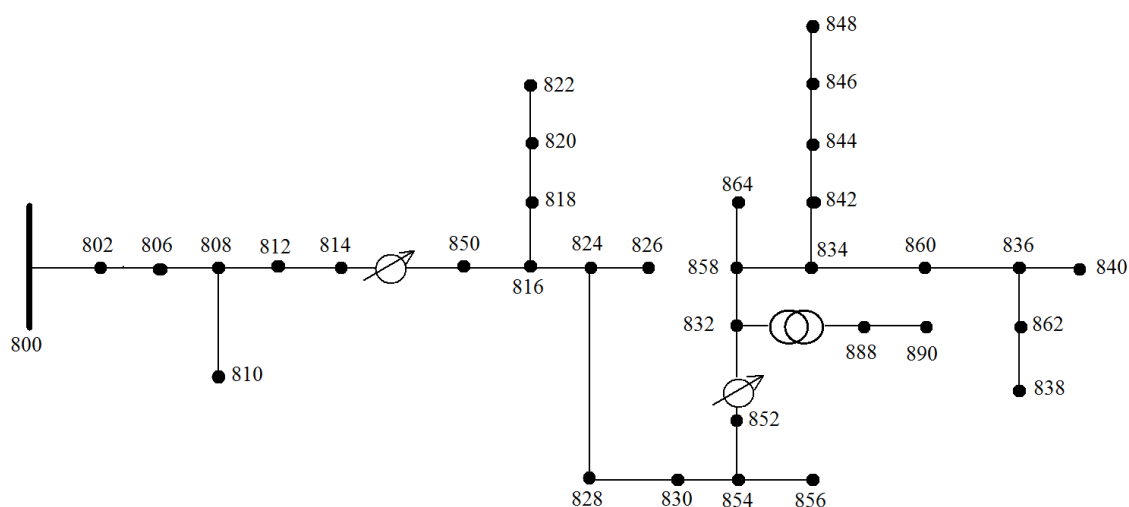
- z udziałem generacji rozproszonej, Wydawnictwo Politechniki Wrocławskiej 49, Wrocław 2013.
- [112] Sørensen P., Hansen A., Janosi L., Bech J. and Bak-Jensen, B.: Simulation of interaction between wind farm and power system, Risø-R-1281 (EN), December 2001.
- [113] Sprawozdanie z działalności Prezesa URE w 2012 roku, URE, Warszawa, 2013.
- [114] Sun T.: Power quality of grid-connected wind turbines with DFIG and their interaction with grid, Phd thesis, Institute of Energy Technology Aalborg University, Denmark, May 2004.
- [115] Sun T., Chen Z., Blaabjerg F.: Flicker study on variable speed wind turbines with doubly fed induction generators, IEEE Transactions on Energy Conversion, vol. 20, 2005.
- [116] Suppioni V. P., Grilo A. P.: A study of flicker emission of a mid-scale wind turbine, IEEE Electrical Power and Energy Conference, 2011.
- [117] Technical Description: Vestas V80-2MW, Vestas, www.vestas.com.
- [118] Technical Description: Vestas V90-1,8MW, Vestas, www.vestas.com.
- [119] Technical Description Vestas V52-850kW, Vestas, www.vestas.com.
- [120] Tennakoon S.: Flicker propagation in radial and interconnected power system, Phd Thesis, University of Wollongong, 2008.
- [121] Tennakoon S., Perera S.: Attenuation of flicker by induction motor loads: a laboratory investigation, 12th International Conference on Harmonics and Quality of Power ICHQP 2006, Cascais, Portugal, 2006.
- [122] Tennakoon S., Perera S., Robinson D.: Flicker attenuation—part II: transfer coefficients for regular voltage fluctuations in radial power systems with induction motor loads, University of Wollongong, 2008.
- [123] Tennakoon S., Perera S., Robinson D.: Response of mains connected induction motors to low frequency voltage fluctuations from a flicker perspective, AUPEC Australasian Universities Power Engineering Conference, Tasmania, 2005.
- [124] Tennakoon S., Perera S., Sutanto D.: Flicker propagation in interconnected power systems, IEEE PES PowerAfrica 2007 Conference and Exposition, Johannesburg, 2007.
- [125] Thiringer T., Petru T., Lundberg S.: Flicker contribution from wind turbine installations, IEEE Transactions on Energy Conversion, vol. 19, no. 1, IEEE Transactions on Energy Conversion, March, 2004.
- [126] Tsili M., Papathanassiou S.: A review of grid code technical requirements for wind farms, IET Renew. Power Gener., vol. 3, iss. 3, 2009.
- [127] Tung Linh N.: Power quality investigation of grid connected wind turbines, Industrial Electronics and Applications, ICIEA 2009, China, 2009.
- [128] Uracz P., Karolewski B.: Modelowanie stanów przejściowych w sieciach

- energetycznych w wykorzystaniem programu ATP/EMTP, Prace Naukowe Instytutu Maszyn, Napędów i Pomiarów Elektrycznych Politechniki Wrocławskiej, Nr 58, Wrocław, 2005.
- [129] Uski-Joutsenvuo S., Lemström B.: Dynamic wind turbine and farm models for power system studies, VTT Technical Research Centre of Finland, VTT-R-00531-07, 2007.
- [130] Prawo Energetyczne. Ustawa z 10 kwietnia 1997 r. (Dz.U. z 1997 r. Nr 54, poz.348) z późniejszymi zmianami, isap.sejm.gov.pl.
- [131] Ustawa z dnia 15 kwietnia 2011 r. o efektywności energetycznej, (Dz.U. 2011 nr 94 poz. 551), isap.sejm.gov.pl.
- [132] Ustawa o odnawialnych źródłach energii - projekt stan na listopad 2013 roku, isap.sejm.gov.pl.
- [133] Walling, R.A., Clark K., Miller N.W., Sanchez-GascaJ.J.: Advanced controls for mitigation of flicker using doubly-fed asynchronous wind turbine-generators, 18th International Conference and Exhibition on Electricity Distribution CIRED 2005, Turin, Italy, 2005.
- [134] www.pse-operator.pl
- [135] www.ure.gov.pl
- [136] Yang X., Gauthier J.: How can flicker level be determined before customer is connected to the electric grid, IEEE Power and Energy Society General Meeting, 2009.
- [137] Yang X., Papic I.: Study of flicker propagation in electric grid by modeling and on-site flicker measurements, IEEE Power and Energy Society General Meeting, 2010.
- [138] Yang X.: Kratz M.: Power system flicker analysis and numeric flicker meter emulation, IEEE PES Conference Power Tech 2007, Lausanne, Switzerland, 2007.
- [139] Zhang Y., Hu W., Chen Z., Cheng M., Hu Y.: Flicker mitigation strategy for a doubly fed induction generator by torque control, IET Renew. Power Gener., vol. 8, iss. 2, 2014.

17. Załączniki

Załącznik A. Model sieci testowej

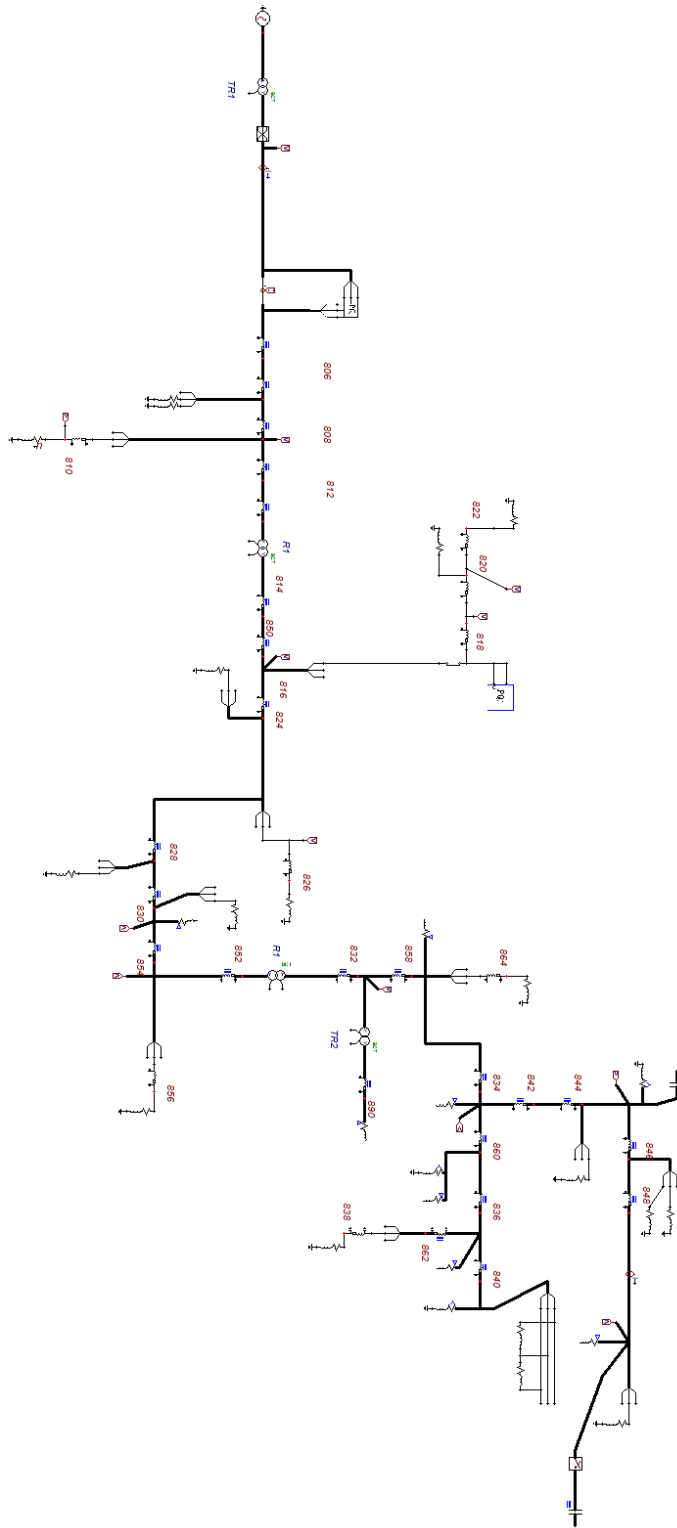
Dla celów niniejszej pracy wybrano promieniową sieć dystrybucyjną średniego napięcia, składającą się z 34 węzłów (IEEE 34 Node Test Feeder). Uznano, że wybrany model odpowiada najlepiej analizowanemu zagadnieniu zarówno pod względem długości sieci jak i stopnia obciążenia. Warto także podkreślić, że modelowana w tym przypadku sieć nie jest najbardziej rozbudowaną z dostępnych sieci testowych, jednakże zawiera znaczną liczbę odcinków linii, obciążeń zarówno skupionych jak i rozłożonych. Schemat modelowanej sieci przedstawia rysunek A1.



Rys. A1. Konfiguracja sieci testowej IEEE 34

Sieć testowa zawiera kilkanaście odcinków sieci jedno i trójfazowych SN o napięciu znamionowym 24,9 kV, dwa regulatory napięcia, dwie baterie kondensatorów. Zasilanie odbywa się z sieci o napięciu 69 kV poprzez transformator 69/24,9 kV o mocy znamionowej 2500 kVA. Całkowite obciążenie analizowanej sieci wynosi 2060 kVA przy współczynniku mocy wynoszącym 0,86. Parametry poszczególnych odcinków linii, dane transformatorów, regulatorów oraz modelowanych obciążeń można znaleźć w [52]. Parametry linii, transformatorów i odbiorników przeliczono dla sieci o częstotliwości 50 Hz, zmodyfikowano i odtworzono w środowisku ATP Draw.

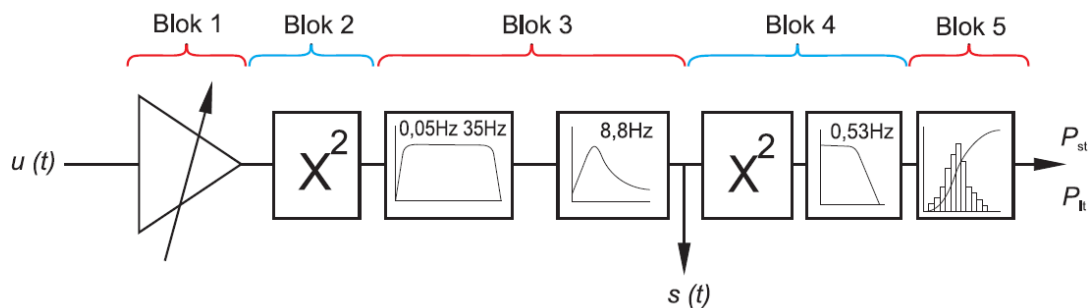
Elementy liniowe zasymulowano w ATP Draw jako skupione. Obciążenia, zarówno jedno jak i trójfazowe zostały wykonane zgodnie z opisem sieci testowej. Zasymulowano modele odbiorników o stałej wartości mocy czynnej i biernej, odbiorniki o stałej impedancji oraz o stałej wartości prądu. W modelu w ATP Draw zrezygnowano z odtworzenia regulatorów napięcia i baterii kondensatorów. Wprowadzono również transformator 24,9/0,4 i fragment sieci nN o napięciu 0,4 kV. Model sieci testowej IEEE 34 w programie ATP Draw zaprezentowano na rysunku A2.



Rys. A2. Schemat sieci testowej IEEE 34 w programie ATP Draw

Załącznik B. Model miernika wahań napięcia

Wyznaczone w niniejszej pracy wartości współczynników wahań napięcia P_{st} zostały oszacowane za pomocą modelu miernika migotania światła, którego szczegółowy opis znajduje się w [109]. W środowisku ATP Draw symulacyjnie wyznaczano napięcia chwilowe w odpowiednich węzłach sieci. Uzyskane w trakcie symulacji przebiegi czasowe napięć węzłowych stanowiły sygnały wejściowe dla modelu miernika wahań napięcia. Model miernika został opracowany zgodnie z zaleceniami normy [94]. Na rysunku B1 przedstawiono schemat blokowy użytego w trakcie badań miernika wahań napięcia.



Rys. B1. Schemat blokowy miernika migotania wykorzystywanego w symulacjach

Wykorzystywany w symulacjach miernik migotania został zbudowany z następujących bloków funkcjonalnych: obwód dopasowania (1), demodulator o charakterystyce kwadratowej (2), zespół filtrów (3), powielacz kwadratowy i filtr wyznaczający tzw. średnią ruchomą (4), analiza statystyczna sygnału migotania (5). Model miernika migotania światła został zbudowany w środowisku Matlab z wykorzystaniem pakietu Simulink. W bloku pierwszym (1) wyznaczana jest względna wartość skuteczna napięcia, co powoduje możliwość uzyskania informacji o względnych zmianach napięcia. Pozwala to na uchwycenie powolnych zmian napięcia wynikających z procesu regulacji napięcia w sieci zasilającej, które są kwalifikowane jako wahania napięcia. W kolejnym bloku sygnał wejściowy podnoszony jest do kwadratu. Ma to za zadanie odtworzenie kwadratu wartości skutecznej napięcia, co w sposób bezpośredni można odnieść do mocy żarowego źródła światła. W bloku filtrów (3), dwa pierwsze filtry pasmowo-przepustowe eliminują składową podstawową oraz składowe powyżej 35 Hz. Filtry te biorą także udział w wyznaczaniu zdemodulowanego sygnału napięcia wejściowego. Następnie sygnał trafia do filtra „ważącego”. W kolejnym module miernika sygnał migotania światła $s(t)$ podnoszony jest do kwadratu w celu symulacji nieliniowej percepcji wzrokowej układu oko – mózg zgodnie z modelem Rashbassa i Koendrinka. Natomiast filtr uśredniający jest zastosowany celem symulacji „efektu pamiętania” w mózgu. Ostatnim elementem miernika migotania jest układ próbkujący z częstotliwością 100 Hz. Otrzymany z tego bloku sygnał poddawany jest obróbce statystycznej w celu uzyskania wartości współczynników migotania światła P_{st} i P_{lt} . [109]

Załącznik C. Parametry modelowanych silników indukcyjnych

W tabeli C1 zestawiono parametry wykorzystywanych w symulacjach silników indukcyjnych.

Tabela C1. Parametry modelowanych silników indukcyjnych

	225 [kW]	500 [kW]	800 [kW]
Napięcie znamionowe [V]	400	690	690
Moc czynna P _n [kW]	250	500	800
Współczynnik mocy	0,81	0,91	0,9
Liczba par biegunów	6	2	2
Rezystancja stojana R ₁ [Ω]	0,019	0,0098	0,004
Reaktancja stojana X ₁ [Ω]	0,18	0,1168	0,046
Rezystancja wirnika R ₂ [Ω]'	0,019	0,0096	0,006
Reaktancja wirnika X ₂ ' [Ω]	0,345	0,1691	0,072
Reaktancja magnesująca X _m [Ω]	4,8	3,95	2,72

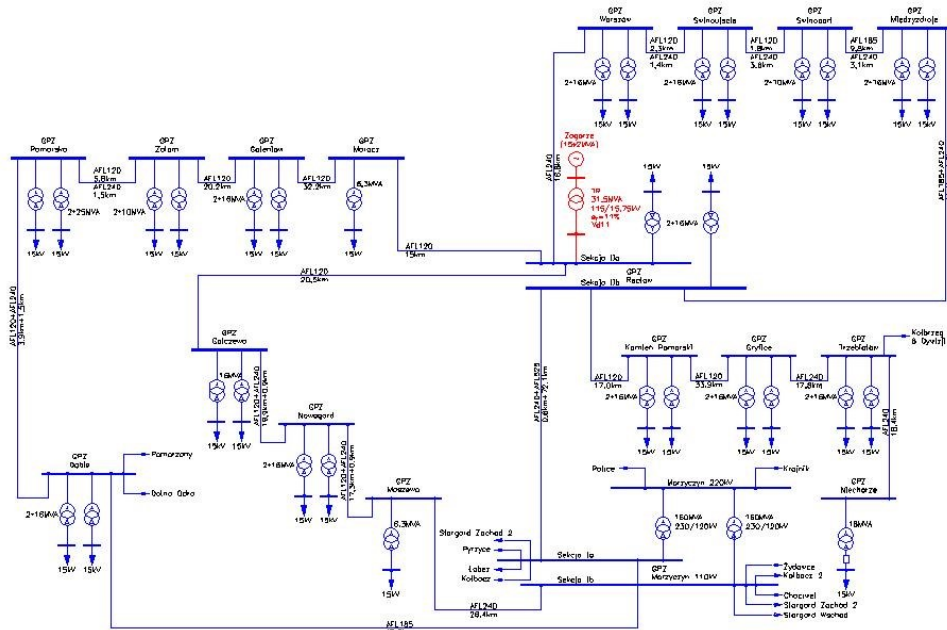
Załącznik D. Parametry modelowanej turbiny wiatrowej

Tabela D1. Parametry elektrowni wiatrowej [119]

Obiekt	Parametr	Symbol	Wartość	Jednostka
Turbina wiatrowa	moc znamionowa	P_n	900	kW
	startowa prędkość wiatru	v_{cut-in}	3,5	m/s
	prędkość znamionowa wiatru	v_n	15	m/s
	maksymalna prędkość ruchowa	$v_{cut-out}$	25	m/s
Koło wiatrowe	średnica	R	26,1	m
	liczba łopat	N	3	-
	prędkość obrotowa	n	22,4	obr/min
	moment bezwładności	J_W	$1,6 \times 10^6$	kgm ²
	sztwywność wału	K	6×10^7	Nm/rad
	współczynnik tłumienia	D	10^6	Nm/rad ²
	przekładnia	u	67,5	-
Generator	moc znamionowa	P_n	900	kW
	napięcie znamionowe	U_n	690	V
	prąd znamionowy	I_n	840	A
	znamionowy współczynnik mocy	$\cos \varphi_n$	0,89	
	prędkość znamionowa	n_n	1510	obr/min
	znamionowe straty mocy	P_n	25,5	kW
	prąd biegu jałowego	I_0	213	A
	prąd rozruchowy	K_{Istart}	7,3	
	moment rozruchowy	$K_{\tau start}$	1,0	
	moment maksymalny	$K_{\tau max}$	2,6	
	moment bezwładności	J_G	35,184	kg*m ²
	rezystancja stojana	R_S	0,0034	Ω
	rezystancja wirnika	R_R	0,003	Ω
	reaktancja rozproszenia stojan	X_{1S}	0,055	Ω
	reaktancja rozproszenia wirnika	X_{1R}	0,042	Ω
reaktancja magnesująca	X_m	1,6	Ω	

Załącznik E. Pomiary parametrów JDEE w miejscu przyłączenia FW Zagórze

Obiektem, w którym dokonano pomiarów parametrów JDEE w sieci 110 kV był GPZ Rectaw. Do GPZ Rectaw w lutym 2003 roku przyłączono farmę wiatrową Zagórze. Farma wiatrowa Zagórze zlokalizowana jest nieopodal wsi Zagórze nad Zalewem Szczecińskim, na południowy-wschód od wyspy Wolin. Schemat ideowy sieci 110 kV oraz punkty przyłączenia farmy pokazano na rysunku E1.

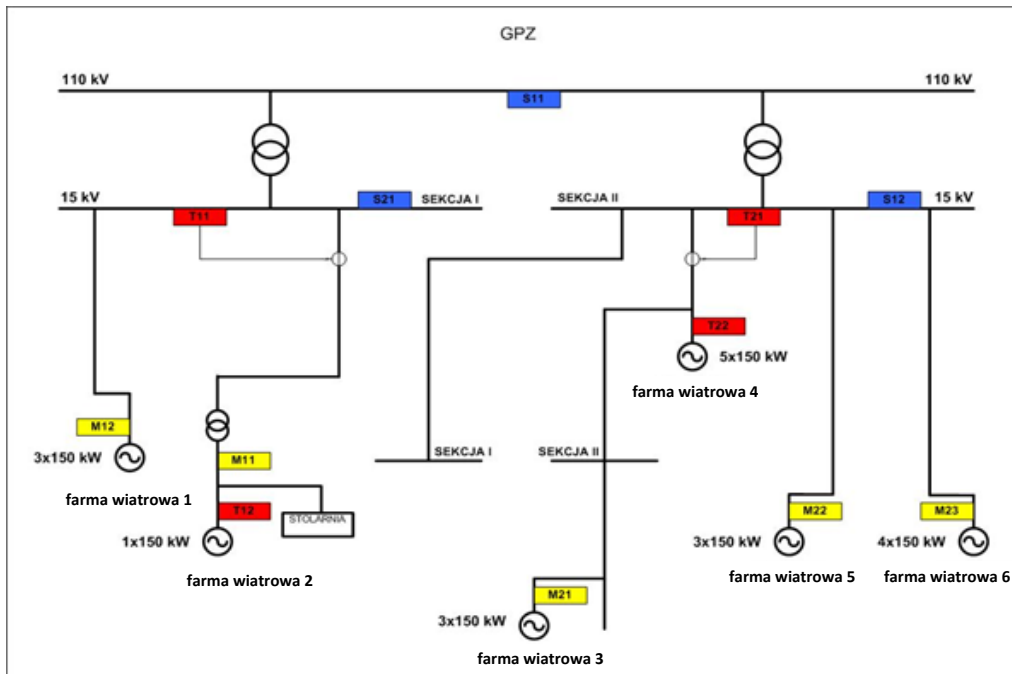


Rys. E1. Schemat ideowy przyłączenia FW Zagórze do sieci 110 kV

Farma wiatrowa Zagórze składa się z 15 turbin wiatrowych typu VESTAS V80-2 MW, wyposażonych w asynchroniczny generator z przekształtnikiem IGBT w obwodzie wirnika. Moc całkowita farmy wynosi 30 MW. Turbina V80-2MW charakteryzuje się max mocą jednostkową wynoszącą 2,1 MW i jest osadzona na stalowych wieżach rurowych o wysokości 80 m. Elektrownie wyposażone są w trzy łopaty omiatające koło o średnicy 80 m oraz gondolę z generatorem i skrzynią biegów. Turbiny wyposażone są w generatory o napięciu znamionowym 0,69 kV. Każda z nich połączona jest liniami kablowymi SN z odległą o około 5 km stacją GPZ Rectaw.

Załącznik F. Pomiary parametrów JDEE w sieci SN

Pomiary wykonano w sieci SN zasilanej z jednego punktu zasilania (GPZ 110/15kV). Schemat badanej sieci przedstawiono na rysunku F1.

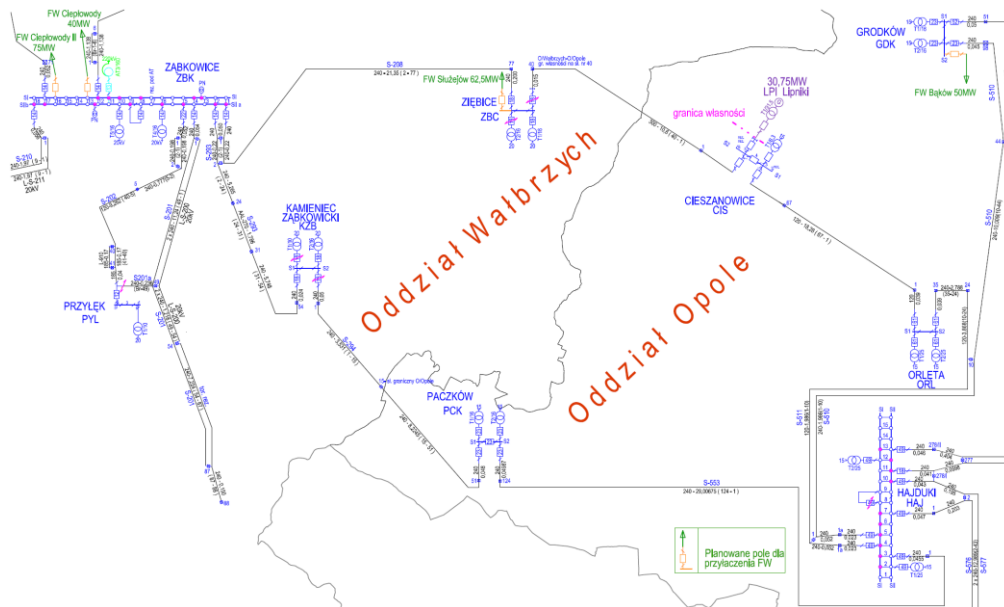


Rys. F1. Schemat analizowanej sieci SN

Na rysunku F1 podano moce poszczególnych instalacji wiatrowych a także miejsca zainstalowania urządzeń pomiarowych. Do analizowanej sieci średniego napięcia, przyłączono kilkanaście turbin wiatrowych, zgrupowanych w małe farmy oraz pojedyncze instalacje. Sumaryczna moc zainstalowana w źródłach wiatrowych wynosiła 2,85 MW. Rozpatrywana sieć SN wykonana była w większości z napowietrznych linii o przekroju w ciągach głównych AFL 3x 70 mm². Sieci, do których przyłączono poszczególne turbiny wiatrowe zasilają także innych odbiorców energii elektrycznej.

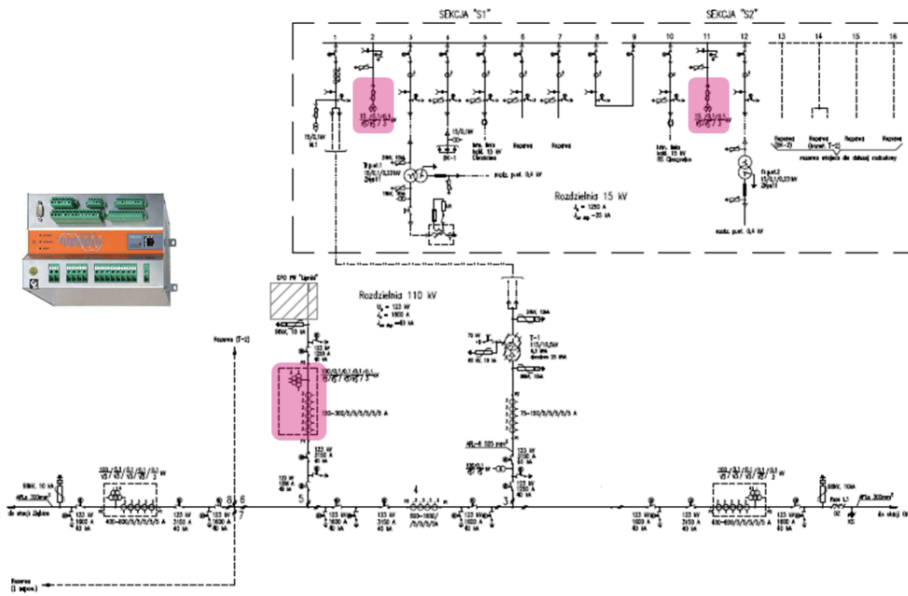
Załącznik G. Pomiary parametrów JDEE w miejscu przyłączenia FW Lipniki

Obiektem pomiarowym, w którym przeprowadzono pomiary parametrów JDEE był GPZ Cieszanowice. W lipcu 2011 roku przyłączono do tego punktu farmę wiatrową FW Lipniki. GPZ Cieszanowice zlokalizowany jest w południowo – zachodniej części województwa opolskiego, na terenie gminy Kamiennik (powiat nyski). Schemat sieci 110 kV w tym obszarze z zaznaczonym punktem przyłączenia FW Lipniki przedstawiono na rysunku G1.



Rys. G1. Schemat ideowy sieci 110 kV

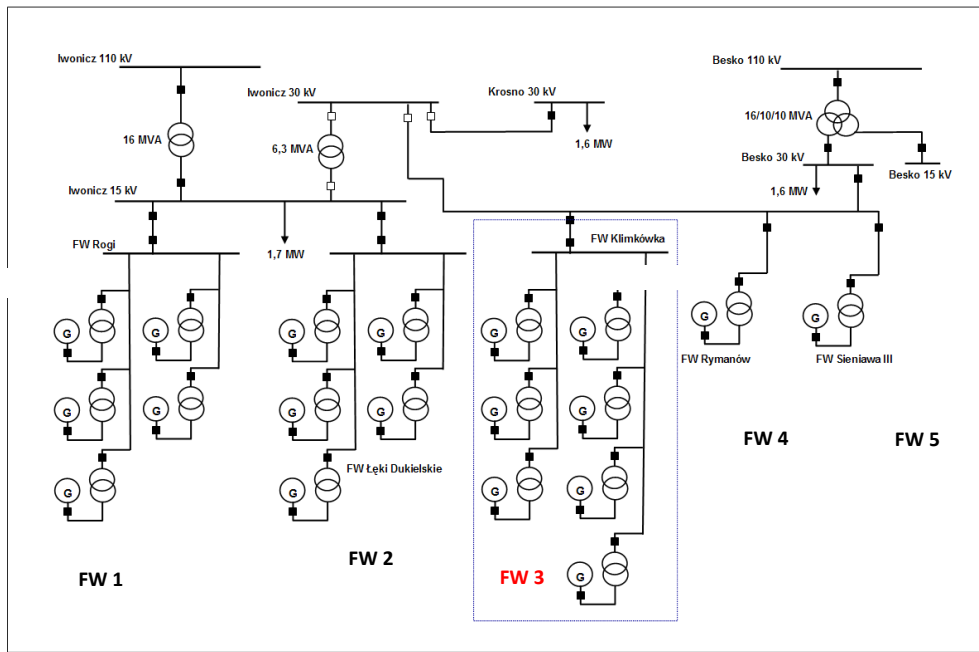
FW Lipniki składa się z 15 elektrowni wiatrowych REpower MM92 NH 80. Jej moc całkowita wynosi 30,75 MW. Turbina REpower MM92 charakteryzuje się max mocą jednostkową wynoszącą 2,05 MW i jest osadzona na stalowych wieżach rurowych o wysokości 80 m. Elektrownie wyposażone są w trzy łopaty omiatające koło o średnicy 92,5 m oraz gondolę z generatorem i skrzynią biegów. Turbiny wyposażone są w generatory asynchroniczne o napięciu znamionowym 0,69 kV. Elektrownie wiatrowe połączone są w dwie grupy, z których moc wyprowadzana jest do stacji transformatorowej 110/20 kV o mocy 31,5 MVA, zlokalizowanej ok. 7,5 km od farmy w miejscowości Cieszanowice. Schemat przyłączenia FW Lipniki do sieci WN przedstawiono na rysunku G2. Na rysunku G2 zaznaczono także miejsca zainstalowania analizatorów jakości energii elektrycznej PQI-DA firmy a-Eberle.



Rys. G2. Schemat przyłączenia FW Lipniki do sieci elektroenergetycznej z zaznaczonymi lokalizacjami analizatorów jakości energii

Załącznik H. Model sieci rzeczywistej SN i turbiny Wind Master 750

Analizowana sieć SN (15 i 30 kV) zasilana była z sieci WN poprzez transformatory zlokalizowane w stacjach GPZ. Poziom mocy zwarciowej na szynach 110 kV wynosi około 1700 MVA. Moc znamionowa transformatorów zasilających analizowaną sieć wynosi 16 MVA oraz 16/10/10 MVA. Schemat analizowanej sieci zaprezentowano na rys H1.



Rys. H1. Model analizowanej sieci dystrybucyjnej

Na podstawie pomiarów prądów zmierzonych w poszczególnych liniach wyznaczono następujące wartości obciążenia: rozdzielnia 15 kV GPZ Iwonicz – 1,7 MW, rozdzielnia 30 kV GPZ Krosno – 1,6 MW, rozdzielnia 30 kV GPZ Besko – 1,6 MW. Dodatkowo w modelu sieci zasilającej uwzględniono farmy wiatrowe, istniejące oraz te dla których operator sieci wydał warunki przyłączenia:

1. farma wiatrowa 1 (FW 1), moc: 10 MW, miejsce przyłączenia: pole rozdzielni 15 kV GPZ Iwonicz,
2. farma wiatrowa 2 (FW 2), moc: 10 MW, miejsce przyłączenia: pole nr 30 rozdzielni 15 kV GPZ Iwonicz),
3. farma wiatrowa 4 (FW 4), moc 1.5 MW, miejsce przyłączenia: linia 30 kV relacji Besko – Iwonicz),
4. farma wiatrowa 5 (FW 5), moc: 1.8 MW, miejsce przyłączenia: linia 30 kV relacji Besko – Iwonicz).

Analizowana farma wiatrowa będzie się składać z 7 turbin wiatrowych Wind Master 750, o znamionowej mocy czynnej 750 kW każda. Całkowita mocy farmy wiatrowej wynosić będzie 5,25 MW. W tabeli H1 szczegółowo zestawiono specyfikację modelowanych turbin wiatrowych.

Tabela nr H 1. Parametry techniczne turbiny Wind Master 750

Wind Master 750		
Parametr	Jednostka	Wielkość
Średnica wirnika	m	43,4
Wysokość osi wirnika	m	48,2
Wysokość wieży	m	45
Płaszczyna wirnika	m ²	1480
Prędkość końca łopaty	m/s	73
Długość łopaty	m	20,3
Zakres pracy	m/s	4,5 – 25
Nominalna prędkość wiatru	m/s	13
Moc generatora	kW	750
Prędkość obrotowa	m/s	1500
Przekładnia	1/n	1:46,5
Napięcie	kV	0,66

Zgodnie z danymi producenta w turbinie zainstalowano generator klatkowy AEG 750 kW, oraz stałą kompensację mocy biernej o wartości 125 kVAr. W dolnym segmencie wieży turbiny zainstalowany jest transformator o mocy 1000 kVA.