

Wpływ zamiany typów elektrowni wiatrowych o porównywalnych parametrach na współpracę z węzłem sieciowym

Grzegorz Barzyk
Paweł Szwed
Instytut Elektrotechniki
Politechnika Szczecińska

1. Wstęp

Ostatnie kilka lat, to okres lawinowo pojawiających się projektów branży energetyki wiatrowej -również w Polsce. Każdy z inwestorów tej gałęzi gospodarki chcąc, lecz jedynie niewielu pokonując napotkane bariery zarówno prawne, administracyjne jak i finansowe, zdobywa jako jeden z etapów swojej działalności – trudno osiągalny w polskich warunkach dokument, jakim są Warunki Techniczne Przyłączenia (WTP).

Niestety, w związku z m.in. długim okresem oczekiwania na wydanie technicznych warunków przyłączenia do systemu energetycznego oraz innymi elementami procesu inwestycyjnego, w tym m.in. długością trwania zmian w planie zagospodarowania przestrzennego – wielu inwestorów zmienia w międzyczasie swoje pierwotne decyzje dotyczące rodzaju i typu uprzednio projektowanych elektrowni wiatrowych.

Jak wykazuje doświadczenie, praktycznie w każdym z rozpatrywanych przypadków, Spółki dystrybucyjne jako organ wydający WTP wymagają, by w ślad za decyzją o zmianie typu projektowanych urządzeń, inwestor wykonywał nową analizę wpływu projektowanej inwestycji na KSE.

De facto stanowisko takie, oznacza konieczność rozpoczynania całej procedury ubiegania się o WTP od nowa, łącznie ze złożeniem nowego wniosku o wydanie WTP.

W niniejszej publikacji, autorzy na bazie odniesienia do skonstruowanego przypadku, zaprezentują swoją wizję zmian, jakie wnieść może ewentualna zamiana typu maszyn z uprzednio projektowanych, wykazując odniesienie do przedmiotowej kwestii formalnej

2. Wymagania dotyczące jakości generowanego napięcia

Zespół ds. energetyki wiatrowej działający przy Instytucie Elektrotechniki Politechniki Szczecińskiej, realizując swoje opracowania określające wpływ projektowanych elektrowni wiatrowych na KSE przyjął, że dla właściwego sporządzenia analizy wpływu przyłączanej instalacji na system elektroenergetyczny oraz późniejszego opracowania wyników, możliwa i wskazana jest metodologia zalecana w raporcie technicznym DEFU CR 111-E oparta na normie IEC 61400-21.

Ponieważ powyższe przepisy mają swoje odzwierciedlenie i są zbieżne z polską normą PN-EN 50160 oraz Rozporządzeniem Ministra Gospodarki z dnia 25.09.2000r. tym samym mogą być (i są) podstawą takiego opracowania.

Celem wymogów Rozporządzenia Ministra Gospodarki z dnia 25 września 2000r. w sprawie szczegółowych warunków przyłączenia podmiotów do sieci elektroenergetycznych, obrotu energią elektryczną, świadczenia usług przesyłowych, ruchu sieciowego i eksploatacji sieci oraz standardów jakościowych obsługi odbiorców (Dz.U. Nr 85 poz. 957 z dnia 13 października 2000r.) w zakresie opracowania stwierdzającego wpływ projektowanej instalacji na KSE, jest określenie i wykazanie odpowiedniej jakości produkowanej energii elektrycznej przez projektowaną inwestycję wiatrową. Jakość ta powinna być zgodna z aktualnie obowiązującymi przepisami, które w odniesieniu do zawartości sporządzanych analiz obejmują zwykle wielkości charakteryzujące jakość energii, takie jak:

- poziom (wartość skuteczna), częstotliwość i wahania napięcia,
- zawartość wyższych harmoniczných w napięciu i prądzie (z wyznaczeniem współczynników odkształcenia napięcia i prądu),
- asymetria napięć,
- przerwy w dostawie energii,
- szybkozmienne zapady i podskoki napięcia,
- uciążliwość migotania (tzw. efekt "flickera").

3. Efekty zmiany typu maszyn

Dla celów porównawczych, autorzy przyjęli przypadek, w którym zamianie ulegną pierwotnie planowane maszyny typu Enercon E66 o mocy jednostkowej 1800kW, na maszyny typu Suedwind S77 o mocy jednostkowej 1500kW.

W rozpatrywanym przypadku, pierwotne plany dotyczą 10 maszyn E-66, po zamianie ilość maszyn S77 wyniesie 12. Łączna moc instalowana farmy nie ulegnie zatem zmianie i nadal będzie wynosić 18MW.

Analizując kwestię zamiany maszyn przedmiotowego przypadku, należy również zauważyć, że oprócz ewidentnej zamiany typu i producenta maszyn, zmianie uległ również rodzaj generatora wykorzystywanego w tych urządzeniach do produkcji energii elektrycznej.

Siłownie Enercon E66/18.70, są to trójfazowe urządzenia konwertujące energię wiatru na elektryczną, zawierające synchroniczny generator energii elektrycznej. Konwersja energii zachodzi tu poprzez energoelektroniczny obwód pośredniczący

(prostownikowo/falownikowy), wykonany na bazie elementów IGBT. Jakość parametrów elektrycznych tego generatora wyznaczają zapisy świadectwa certyfikującego wykonanego przez Wilhelm Kaiser Koog GmbH nr WT 1501/00

Siłownie Suedwind S77 – są to również trójfazowe urządzenie konwersji energii wiatru, jednak konwersja energii zachodzi tu w generatorze asynchronicznym oraz pośredniczącym energoelektronicznym układzie prostownikowo-falownikowym odpowiadającym za standardy jakościowe produkowanej energii zgodnie z Windtestem nr NV01006B1 (Grevenbroich GmbH).

Zmiana rodzaju generatora z synchronicznego na asynchroniczny jest ze względu na wykorzystywane w obu przypadkach nowoczesne i szybkie układy pośredniczące prądu stałego praktycznie nieistotna. Stosowane – różne układy energoelektroniczne cechują się jednak wieloma różnymi własnościami, których znaczenie dla jakości produkowanej energii elektrycznej jest zasadnicze.

Tym samym ocena wpływu zamiany typu projektowanej siłowni wiatrowej oprócz stwierdzenia ewentualnych różnic w rozptywach mocy, stanowić będzie odpowiednie porównanie i odniesienie poszczególnych wielkości z tzw. Windtestów, do stosownych parametrów punktu przyłączenia.

3.1. Wpływ na zmianę rozptyłów

Zamiana uprzednio projektowanych siłowni wiatrowych na inne może skutkować zmianami oszacowanych rozptyłów mocy (a co za tym idzie wpływać odmiennie m.in. na nastawy oraz zakresy zabezpieczeń liniowych), wpływem na wyznaczone wskaźniki migotania w odniesieniu do ich dopuszczalnych wartości oraz na ich związek z kątem przesunięcia fazowego sieci.

Produkowana przez turbiny wiatrowe moc, musi zostać rozesłana za pośrednictwem sieci energetycznej: istniejącej lub koniecznej do wykonania. Tym samym istnieje ograniczenie ilości mocy możliwej do wprowadzenia do istniejącej sieci.

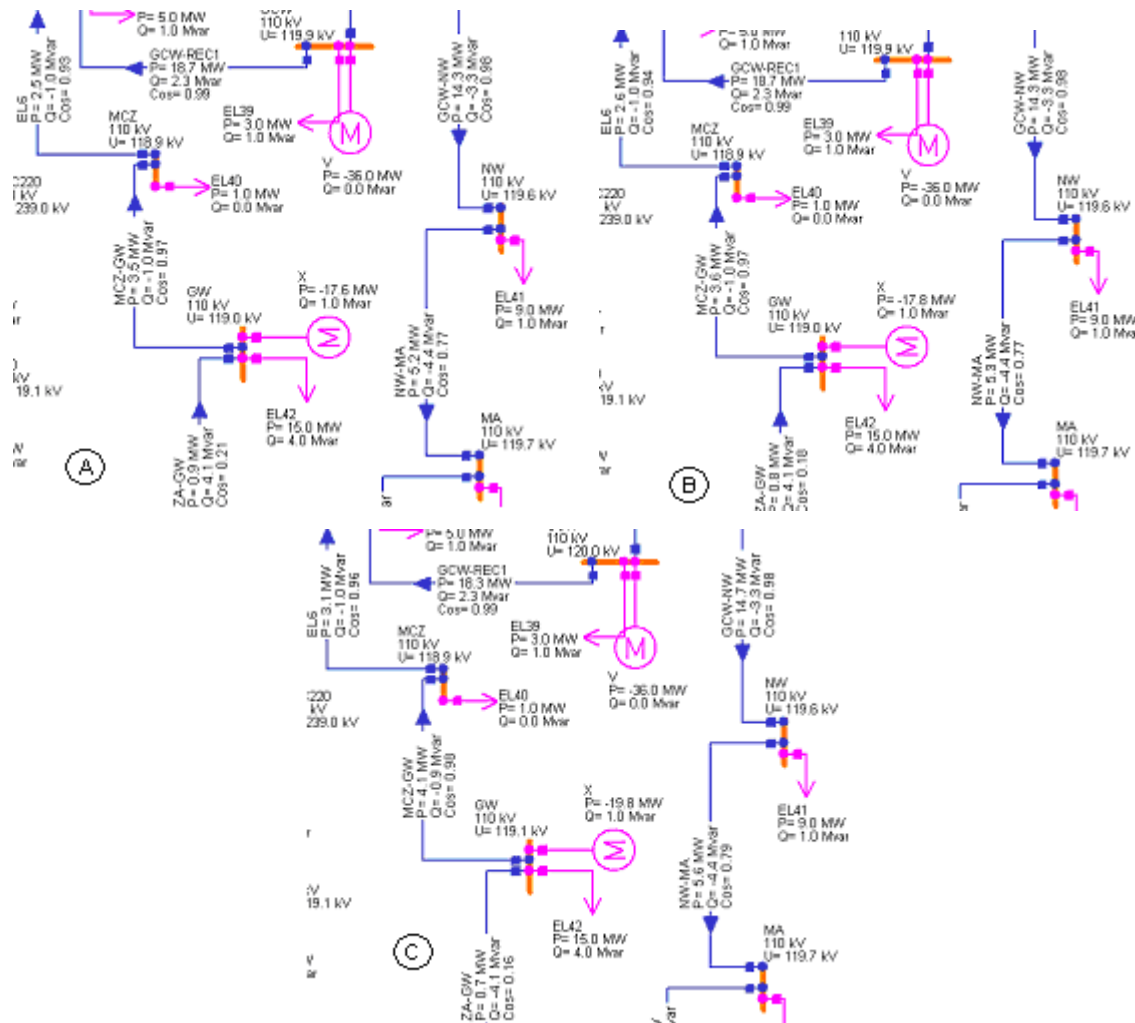
Maksymalna moc możliwa do wprowadzenia przez projektowaną farmę do sieci, wyznaczona jest według nast. zależności:

$$P_{\max} = n \cdot P_{nG} \cdot P_{10\min} = 10 \cdot 1,8 \cdot 0,99 = 17,82 MW - \text{dla E66/18.70}$$

$$P_{\max} = n \cdot P_{nG} \cdot P_{10\min} = 12 \cdot 1,5 \cdot 0,98 = 17,64 MW - \text{dla S77}$$

Zamiana maszyn z E-66/18.70 na S77 spowoduje jak widać nieznaczne zmniejszenie maksymalnej mocy możliwej do wprowadzenia do sieci, nie powodując przekroczenia

dopuszczalnej wartości obciążenia prądowego linii, w stosunku do pierwotnie zakładanej wielkości. W przypadkach ekstremalnych dla maszyn gdzie P_{10min} określona będzie na poziomie 1,1, występująca różnica będzie już większa i rzutować może ona nie tyle na przekroczenie dopuszczalnych wartości obciążalności przewodów (choć teoretycznie również), ale na np. oszacowanie wartości kąta przesunięcia fazowego sieci z której to wartości dobiera się inne parametry wchodzące w skład analizy rachunkowej.



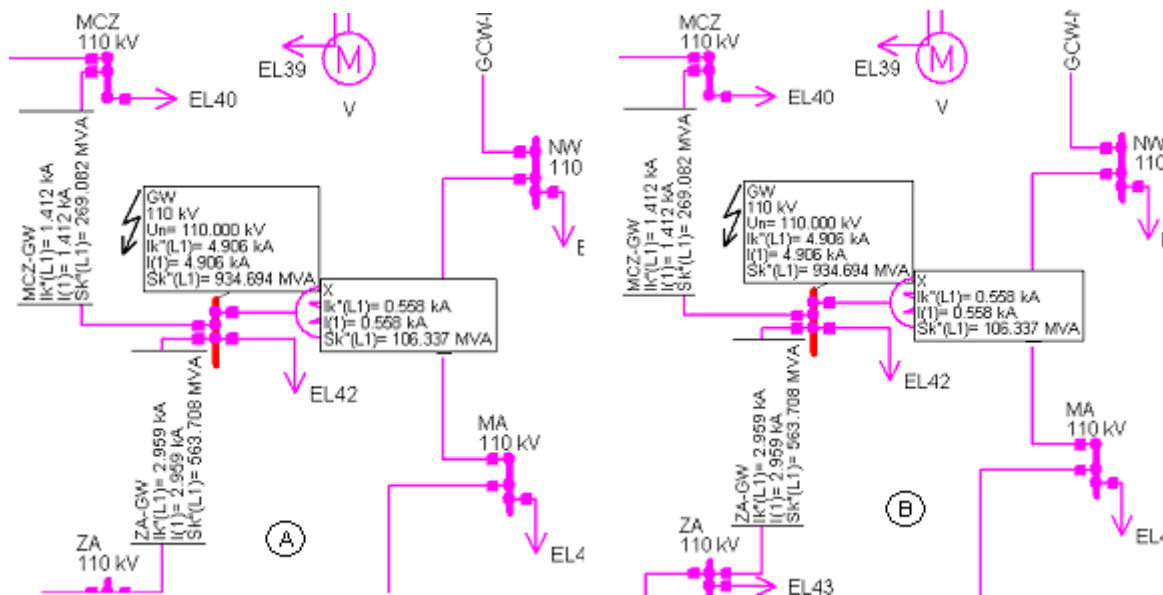
Rys. 1 Przykład wpływu zmiany wielkości produkowanej mocy na parametry sąsiednich węzłów oraz gałęzi sieciowych; A- dla S77, B-dla E-66, C- dla siłowni gdzie $P_{10min}=1,1P_n$

3.2. Wpływ na zmianę poziomu mocy zwarciowej

Negatywne oddziaływanie turbin z generatorami asynchronicznymi i wirnikami klatkowymi, wynika głównie z niewłaściwego stosunku poziomu mocy zwarciowej sieci zasilającej, w stosunku do zainstalowanej mocy tychże generatorów. W sieciach z turbinami

wiatrowymi, w punkcie przyłączenia, następuje wzrost napięcia, który przy małej mocy zwarciowej tego punktu może przekroczyć dopuszczalna wartość.

Pozostawienie mocy zainstalowanej generatorów oraz poziomów napięć zwarcia transformatorów przedmiotowych farm wiatrowych na jednakowym poziomie nie skutkuje zmianą wartości mocy zwarciowych, a co za tym idzie nie zmienia (nie pogarsza) to oszacowanych uprzednio warunków stabilnościowych w ujęciu mocy zwarciowej.



Rys.2 Wyznaczenie mocy zwarciowych punktu przyłączenia oraz składowych przy zamianie maszyn

A- dla S77, B- dla E-66

3.3. Wpływ na pozostałe istotne wielkości obliczeniowe

- *moc szacunkowa i dobór urządzeń sekcji przyłączeniowej*

Elektrownie wiatrowe stanowią niewątpliwie źródło zakłóceń wprowadzanych na sieć roboczą (parametry napięcia zasilającego). Zakłócenia te wynikają zarówno z uwagi na naturę czynnika roboczego tj. wiatru (zmienność i charakter zmian prędkości wiatru) jak i cechy konstrukcyjne ze szczególnym uwzględnieniem cech układów energoelektronicznych.

Fakt, że układy energoelektroniki posiadają różne własności dynamiczne oraz wynikające stąd cechy charakteryzujące współpracę z siecią, nakłada obligatoryjny wymóg sprawdzenia wpływu tychże urządzeń na punkt przyłączenia oraz sieć rozdzielczą, w każdym z analizowanych przypadków oddzielnie.

Występujące w raporcie pomiarowym parametry, umożliwiają szybkie wyznaczenie mocy szacunkowej farm wiatrowych. Wielkość ta (wyznaczana zresztą podobnie jak parametr maksymalnej mocy możliwej do wprowadzenia przez farmę do sieci), określa wpływ na dobór parametrów urządzeń wyposażenia punktu przyłączenia (muszą być one dobrane na

obciążenia ciągle wynikające z obliczonej mocy szacunkowej). Dla przedmiotowej sytuacji różnica jest stosunkowo niewielka, lecz podobnie jak to opisano wcześniej, przy rozpatrywaniu odmiennych typów urządzeń może się okazać, iż określone wielkości przekraczają wielkości dopuszczalne dla danego elementu z typoszeregu.

Po określeniu mocy szacunkowej, przy instalacjach wymagających doboru transformatora np. WN/SN, podobnie jak to określono wcześniej, dokonać można określenia typu oraz wielkości danego urządzenia (które wpływa na ewentualną zmianę parametru mocy zwarciowej!).

W analizowanym przypadku, z uwagi na niewielkie różnice pomiędzy odpowiednimi wartościami mocy szacunkowej można jednoznacznie stwierdzić, iż transformator (przynajmniej, jeżeli chodzi o urządzenie WN/SN) może pozostać taki sam w obu przypadkach, co z kolei nie powoduje z tego tytułu dodatkowych problemów.

Znajomość mocy szacunkowej oraz parametru mocy zwarciowej punktu przyłączenia pozwala z kolei na określenie wymaganej minimalnej mocy zwarciowej w danym punkcie przyłączenia do sieci. Należy tu także podkreślić, iż część Spółek Dystrybucyjnych wprowadziła do swoich Instrukcji Ruchu warunek katagoryczny określający dopuszczalny stosunek mocy zwarciowej punktu przyłączenia do wielkości układów generatorowych (asynchronicznych) - co dla przedmiotowej zamiany w analizowanym wariantcie - z uwagi na niezmiennosc mocy zwarciowej punktu przyłączenia, jest jednak nieistotne.

- *Maksymalne uderzenie prądowe*

Aparatura kontrolna turbiny wiatrowej powinna ograniczać uderzenia prądowe spowodowane łączeniami. Maksymalne uderzenie prądowe turbiny wiatrowej podczas pojedynczych operacji łączeniowych zależne jest od mocy zwarciowej i kąta impedancji fazowej sieci w punkcie przyłączenia. Zależność ta określana jest współczynnikiem maksymalnej wartości uderzenia prądowego:

$$k_i(\Psi_k) \leq 0,04 \cdot R_{SC}$$

gdzie R_{SC} jest stosunkiem zwarcia: $R_{SC} = S_k'' / S_r$

Ponieważ jak wykazano wcześniej, zarówno poziomy mocy zwarciowej punktu przyłączenia, jak i kąty impedancji fazowej sieci zależą od wielkości (i typu) urządzeń generatorowych projektowanej inwestycji, toteż sprawdzenie tego warunku powinno być każdorazowo dla takich sytuacji dokonywane.

- *Migotanie podczas operacji łączeniowych oraz stanu pracy normalnej*

W przypadku łączy powtarzalnych, a z takimi zawsze trzeba się liczyć, prąd uderzeniowy musi spełniać ostrzejsze warunki. Maksymalna dozwolona wartość współczynnika emisji migotań $k_i(\Psi_k)$ zależy od mocy zwarciowej, kąta impedancji fazowej sieci w punkcie przyłączenia i maksymalnej liczby łączy (N) przez okres dwugodzinny.

Maksymalny dopuszczalny współczynnik migotań $c(\Psi_k)$ zależy zaś od mocy zwarciowej i kąta impedancji fazowej sieci w punkcie przyłączenia do sieci elektroenergetycznej i określony jest następującym wyrażeniem:

$$c(\Psi_k) < 0,25 \cdot S_k'' / S_r$$

W przypadku przyłączenia kilku turbin wiatrowych do jednego punktu sieci elektroenergetycznej minimalną moc zwarciową wyznacza się z uwzględnieniem współczynnika migotań określonego przez producenta turbiny:

$$S_k'' \geq 2 \cdot c(\Psi_k) \cdot S_r \cdot \sqrt{A}$$

gdzie: A jest liczbą identycznych turbin wiatrowych

Gwałtowne zmiany mocy wyjściowej z turbiny wiatrowej, załączanie generatora i łącznie baterii kondensatorów powodują zmiany wartości skutecznej napięcia. Powyżej pewnego poziomu takie zmiany powodują tzw. migotanie oświetlenia elektrycznego.

Zalecane jest więc, aby emisja migotań jako średnia ważona dziesięciominutowa była nie większa od $P_{st}=0,35$, a jako średnia ważona dwugodzinna jako $P_{lt}=0,25$.

- *Ocena zawartości wyższych harmonicznych*

Zgodnie z zaleceniami międzynarodowymi (DEFU CR 111-E oraz IEC 61400-21) oraz wartościami generowanych składowych harmonicznych wynikających z raportów pomiarowych, można w prosty i szybki sposób oszacować wnoszone przez elektrownie wiatrowe poziomy generowanych składowych harmonicznych.

Zgodnie z zaleceniami IEC 61400-21 inne urządzenia energoelektroniczne, w które wyposażona jest elektrownia wiatrowa, takie jak urządzenia służące do regulacji i urządzenia łagodnego rozruchu nie wytwarzają harmonicznych o istotnej wielkości z punktu widzenia obowiązujących norm i zaleceń ograniczających poziom harmonicznych wprowadzanych przez urządzenie podłączane do sieci elektroenergetycznej.

Nowoczesne układy energoelektroniczne praktycznie dla każdego typu współcześnie produkowanych elektrowni wiatrowych dużej mocy (powyżej 1MW) nie wnoszą swojego udziału składowych harmonicznych ponad dopuszczalne przepisami. Mając jednak

świadomość, iż stwierdzenie takie nie może zostać przyjęte jako deklaracja zgodności wszystkich spotykanych typów oraz że składowe harmoniczne w sposób znaczący mogą pogorszyć standardy jakościowe produkowanej energii należy każdorazowo te poziomy określać.

4. Podsumowanie

Wszystkie wymienione w niniejszej publikacji parametry oraz warunki konieczne do sprawdzenia, zależne są od wielkości zmieniających się wraz z typem projektowanych urządzeń. Jak wykazuje praktyka nawet niewielka wydawałoby się zmiana przy pozostawieniu tego samego poziomu mocy zainstalowanej może zmienić zapisy opracowań sporządzanych dla odmiennych typów elektrowni wiatrowych.

Pozostawienie podobnego poziomu mocy zainstalowanej projektowanych elektrowni wiatrowych nie gwarantuje więc, wypełnienia nałożonych i wymaganych standardów zarówno jakości produkowanej energii elektrycznej jak i własności współpracy z siecią.

W przedmiotowym przypadku, jak wykazano, nie stwierdza się pogorszenia standardów jakościowych produkowanej energii oraz własności współpracy z siecią. Określono jednak jednoznacznie, iż sytuacje takie w innych przypadkach mogą mieć miejsce, co tym samym pozwala stwierdzić, że zmiana typów projektowanych urządzeń, w interesie zarówno OSR jak i także Inwestora, powinna być poprzedzona sprawdzeniem podstawowych kryteriów mogących ulec przez taką zmianę modyfikacji.

5. Literatura

1. Barzyk G. Ekspertyza wpływu przyłączanej farmy wiatrowej p.n Wydminy na istniejący system elektroenergetyczny; Szczecin 2002
2. Barzyk G. Techniczne aspekty wyboru oraz konfiguracji punktu przyłączenia projektowanych farm wiatrowych w warunkach KSE; Energia Gigawat, maj 2003
3. Barzyk G. Wybrane problemy związane z przyłączeniem elektrowni wiatrowych do sieci energetycznej; Artykuł przygotowany na konferencję APE'03, Gdańsk 2003
4. Barzyk G., Dopiera M.: Significant parameters of wind power plants and their influence on reciving devices operation, in Proceedings of the 3rd ISTC UEES'97; Alushta, September 1997; vol.2;
5. Barzyk G., Jabłoński H. Uwagi dotyczące możliwości przyłączania siłowni wiatrowych oraz ich wpływ na krajowy system elektroenergetyczny, w mat. Konferencji Rozwój Energetyki Wiatrowej „Konieczność czy idealizm”; Kielce 2002
6. Defu Report CR 111-E; Danemark 1998
7. Lubośny Z. Metodologia oceny wpływu elektrowni wiatrowej na parametry napięcia zasilającego, APE'01, Gdańsk 2001
8. Measnet "Windturbines quality power" 1996, Belgium
9. Norma IEC 61400-1 (Wind turbine generator systems)
10. Rozporządzenie Ministra Gospodarki z dnia 25.09.2000r. w sprawie szczegółowych warunków przyłączenia ... (Dz.U. Nr 85 poz. 957 z dnia 13.10.2000r.)
11. Siodelski A. Zasady i problemy współpracy elektrowni wiatrowych z siecią elektroenergetyczną. Proc. of I Conference Wind energy On and Off shore, Szczecin 2001