

Prognozy generacji wiatrowej metodą adaptacyjnej krzywej mocy z zastosowaniem aglomeracyjnego grupowania wektorów zmiennych

Tomasz Popławski, Jacek Łyp, Monika Weźgowiec
referuje Piotr Szelaąg

Politechnika Częstochowska, Wydział Elektryczny

XXI Konferencja Naukowo-Szkoleniowa
RYNEK ENERGII ELEKTRYCZNEJ
11-13 maja 2015 r., Kazimierz Dolny



Plan prezentacji

Wprowadzenie

Dane

Algorytm prognostyczny

Rezultaty

Podsumowanie

Odpowiedzi na pytania recenzentów



Cele Unii Europejskiej

Pakiet klimatyczno-energetyczny (2007)

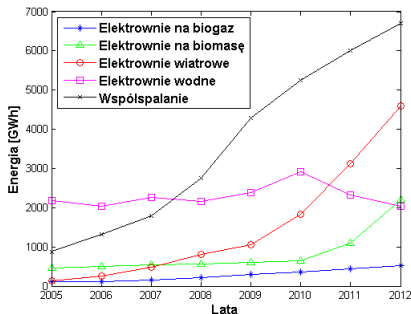
- zmniejszenie emisji gazów cieplarnianych przynajmniej o 20% w 2020 r.
- zwiększenie udziału energii ze źródeł odnawialnych w zużyciu energii końcowej do 20% w 2020 r.
- zwiększenie efektywności wykorzystania energii o 20% do 2020 r.

Posiedzenie Rady Europejskiej 24-10-2014

- zmniejszenie emisji gazów cieplarnianych przynajmniej o 40% w 2030 r.
- zwiększenie udziału energii ze źródeł odnawialnych w zużyciu energii końcowej do 27% w 2030 r.
- zwiększenie efektywności wykorzystania energii o 27% do 2030 r.



Rozwój źródeł odnawialnych w Polsce



Produkcja energii elektrycznej w Polsce

| Rok | Całkowita [GWh] | OZE [GWh] | Udział OZE [%] |
|------|-----------------|-----------|----------------|
| 2005 | 156 024 | 3 760 | 2,41% |
| 2006 | 160 848 | 4 222 | 2,62% |
| 2007 | 159 538 | 5 230 | 3,28% |
| 2008 | 155 574 | 6 493 | 4,17% |
| 2009 | 150 913 | 8 605 | 5,70% |
| 2010 | 156 342 | 10 988 | 7,03% |
| 2011 | 163 153 | 12 977 | 7,95% |
| 2012 | 159 853 | 16 161 | 10,11% |
| 2013 | 162 501 | 17 212 | 10,59% |

Ilość energii elektrycznej wytworzonej
w OZE, potwierdzonej świadectwami
pochodzenia



Informacje o obiekcie

- farma wiatrowa położona w centralnym obszarze wybrzeża Morza Bałtyckiego Polski o łącznej mocy zainstalowanej turbozespołów wiatrowych 20 [MW].
- osiem turbozespołów, każdy o mocy nominalnej 2,5 [MW].
- dane pomiarowe od 2012-05-11 do 2014-06-05, 15-minutowy interwał odczytów.
- mierzone parametry (dotyczące całej farmy):
 - moc czynna (PG),
 - prędkość wiatru (WV),
 - kierunek wiatru (WD),
 - ciśnienie atmosferyczne (AP),
 - temperatura (AT),
 - liczba pracujących jednostek (LPJ).
- Przygotowano parametr uwzględniający sezonową zmienność pór roku (PS).

$$PS = \cos \left(2\pi \frac{t}{T_r} \right)$$

gdzie:

t – początek zimy astronomicznej,

T_r – długość bieżącego roku astronomicznego



Jakość danych

Stwierdzone niedostatki danych:

- braki sporadyczne (pojedyncze, nieregularne "dziury")
- braki okresowe (brak większej ilości kolejnych przypadków, również całych dni)
- braki sekwencyjne (powtarzające się przez pewien czas braki w określonych godzinach doby)
- etykiety czasowe niezgodne z interwałem danych
- powtarzające się kolejno te same etykiety czasowe
- niekonsekwentnie wybierane przypadki z chwil zmiany czasu
- niespójności logiczne:
 - $LPJ = 0 \text{ AND } PG > 0$
 - $PGJ \ll P(VW)$
 - $LPJ > 0 \text{ AND } PG = 0$
 - $PGJ \gg PT$
 - $PGJ \gg P(VW)$



Metoda Adaptacyjnej Krzywej Mocy

$$P_w = c_v \rho D^2 v^3 [W]$$

gdzie:

P_w - generowana moc [W]

c_v - ogólna sprawność

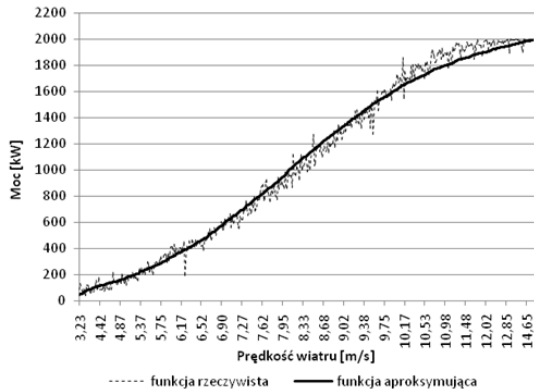
przetwarzania energii wiatrowej

na energię mechaniczną

ρ - gęstość powietrza $\left[\frac{kg}{m^3}\right]$

D - średnica koła łopatowego [m]

v - prędkość wiatru $\left[\frac{m}{s}\right]$



Grupowanie danych

Podział metod

- hierarchiczne
- iteracyjno-optymalizacyjne

Sposoby wiązań łączących grupy

- metoda pojedynczego wiązania (1W)
- metoda pełnego wiązania (PW)
- metoda średnich połączeń (SP)
- metoda średnich połączeń ważonych (SPW)
- metoda środków ciężkości (SC)
- metoda ważonych środków ciężkości (SCW)
- metoda Warda (MW)



Algorytm prognostyczny

- wyznaczenie krzywej statystycznej turbiny

$$PGJ = f(WV)$$

gdzie:

PGJ - moc generowana przez jedną elektrownię wiatrową $[MW]$,
przy czym $PGJ = PG/LPJ$

- określenie sześciowymiarowej przestrzeni

$$PGJ = f(WV, AP, AT, WD, PS)$$

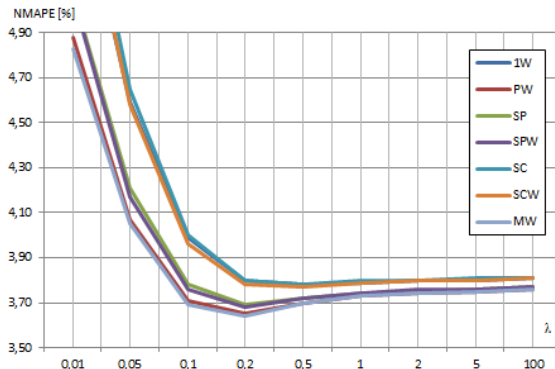
- wyбір punktów
- standaryzacja, aglomeracja, wyznaczenie centr
- obliczenie prognozy

$$\hat{P} = \frac{\sum_{i=1}^n w_i PGJ_i}{\sum_{i=1}^n w_i} LPJ$$

gdzie $w_i = e^{-\frac{d_i}{\lambda d_{max}}}$



Dobór współczynnika siły oddziaływania wag

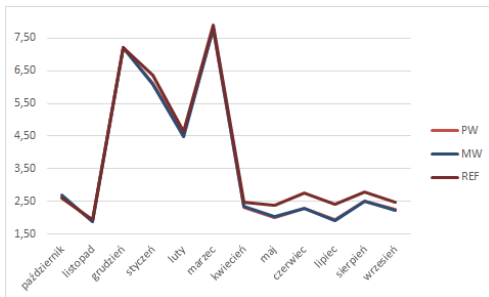
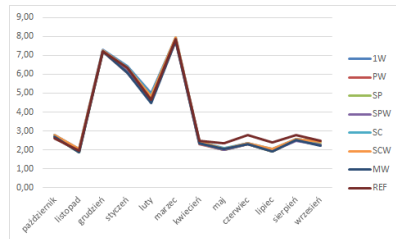


Wielkość błędu prognozy w zależności od metody łączenia
i współczynnika λ



Wielkości błędów

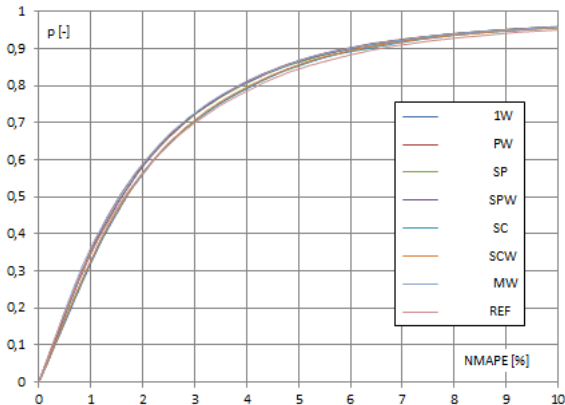
Procentowe wielkości błędów dla współczynnika siły oddziaływania $\lambda = 0,2$



- zakres predykcji:
1.10.2013 - 1.10.2014
- horyzont predykcji: 1 - 96 kwadransów
- krok predykcji: 1 doba



Dystrybuanta błędów prognozy



- statystyczna przewaga metod Warda i pełnego wiązania
- 90% wyznaczonych błędów nie przekracza 6%

Podsumowanie

- Badania wykazały zasadność wykonywania prognoz mocy generowanej przez farmy wiatrowe z zastosowaniem metod aglomeracyjnych.
- Wybranie jednej z badanych metod aglomeracji skutkuje zmniejszeniem błędu prognozy opisanej przez NMAPE lecz zastosowanie kilku metod może jeszcze bardziej obniżyć wielkość błędu.
- W badanym przypadku najlepsze dokładności uzyskano stosując algorytmy Warda i pełnego łączenia dlatego dalsze badania kolejnych farm wiatrowych będą miały na celu weryfikację tej obserwacji.
- Zaobserwowana poprawa wyników względem modelu referencyjnego jest ewidentnie zauważalna choć relatywnie nieznaczna. W przypadku użycia prognoz meteorologicznych, których błędy często przewyższają osiągnięty tutaj rząd należy się liczyć z zanikiem efektu poprawy jakości prognoz.



Odpowiedzi na pytania recenzentów (1)

1. Zgodnie z opisem algorytm prognostyczny wykorzystuje funkcję regresji $PGJ = f(WV, AP, AT, WD, PS)$. Jaki jest wpływ poszczególnych czynników na objaśnianie generacji turbiny wiatrowej?

Skorelowanie mocy z prędkością wiatru jest oczywiste, znane i nieliniowe. Odnośnie pozostałych zmiennych to niestety są one skorelowane między sobą, w tym także z prędkością wiatru i są to również zależności nieliniowe. Różne czynniki w rozmaitych warunkach (sezonowych, terenowych, meteorologicznych) mają różne znaczenie. Wyniki przeprowadzonych badań są formą przedstawienia zbiorczego wpływu na generację turbiny z uwzględnieniem całego ciężaru korelacji wzajemnych, nieliniowości itd. z pominięciem trudności wynikających z klasycznej analizy regresji.



Odpowiedzi na pytania recenzentów (2)

2. Prognozy wykonane z wykorzystaniem różnych metodyk aglomeracji porównano z wynikami modelu referencyjnego. Wskazane byłyby dokładniejsze przedstawienie algorytmu tego modelu i zdefiniowanie (wzór) sposobu wyznaczania znormalizowanego błędu NMAPE.

$$NMAPE(t) = \frac{100}{N} \sum_{t=1}^N \left| \frac{P(t) - \hat{P}(t)}{P_N} \right|$$

gdzie:

P_N - wartość nominalna elektrowni wiatrowej, dla której zbudowana została prognoza.



Odpowiedzi na pytania recenzentów (3)

3. Jak wypada porównanie uzyskiwanych dokładności prognoz opracowanymi modelami w stosunku do modeli stosowanych w innych krajach?

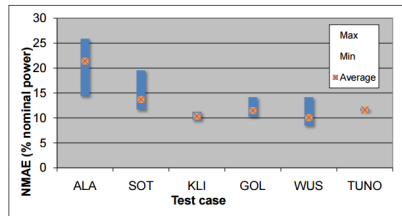
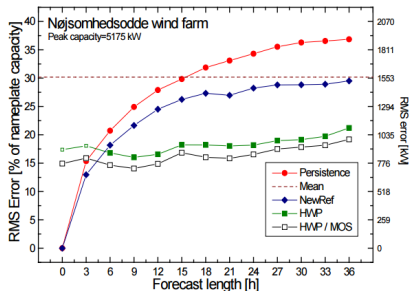


Figure 7. NMAE variation for each test case. 12 hours forecast horizon. Qualitative comparison. Source: [49]

Źródło: The State-Of-The-Art in Short-Term Prediction of Wind Power A Literature Overview, 2nd Edition, Projekt ANEMOS.plus - Advanced Tools for the Management of Electricity Grids with Large-Scale Wind Generation



Odpowiedzi na pytania recenzentów (4)

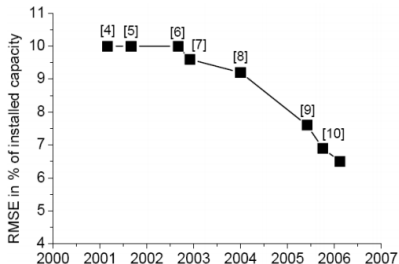


Figure 26: The development of the forecast error during the last years in the E.ON Netz area. The numbers in square brackets are references from Lange *et al.* [60].

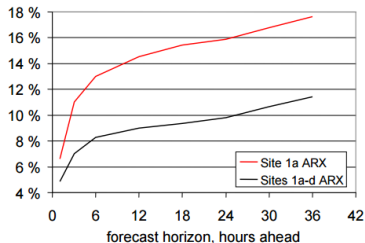


Figure 40: Mean absolute forecast error in % of capacity – year 2004 Finland. The graph is from Holttinen *et al.* [275]

Źródło: The State-Of-The-Art in Short-Term Prediction of Wind Power A Literature Overview, 2nd Edition, Projekt ANEMOS.plus - Advanced Tools for the Management of Electricity Grids with Large-Scale Wind Generation



Dziękuję za uwagę

