

## WPŁYW DEGRADACJI URZĄDZEŃ POMIAROWYCH NA POZYSKIWANIE SYMPTOMÓW NIESPRAWNEJ PRACY ZŁOŻONYCH OBIEKTÓW ENERGETYCZNYCH

Jerzy GŁUCH

Politechnika Gdańska Wydział Oceanotechniki i Okrętownictwa  
Katedra Automatyki Okrętowej i Napędów Turbinowych  
ul. Narutowicza 11/12, fax. 058 341 47 12, e-mail: [jgluch@pg.gda.pl](mailto:jgluch@pg.gda.pl)

### Streszczenie

Opisywana jest możliwość budowania relacji cieplno-przepływowych diagnostycznych z zastosowaniem metody sztucznych sieci neuronowych. Są one zastosowane do detekcji zdegradowanych urządzeń pomiarowych w złożonych systemach pomiarowych. Przedstawiono to na przykładzie bloku energetycznego dużej mocy. Wykorzystano obliczenia symulacyjne degradacji. Rozważano zarówno degradację samego systemu pomiarowego jak i degradację geometrii urządzeń składowych. Pokazano dobrą jakość określania symptomów degradacji. Wykorzystano przykłady z praktyki eksploatacyjnej.

Słowa kluczowe: symulacje neuronowe, diagnostyka cieplno-przepływowa, turbiny parowe, systemy pomiarowe.

### INFLUENCE OF MEASURING EQUIPMENT DEGRADATION ON GAINING OF SYMPTOMS OF LARGE POWER UNITS INEFFICIENT OPERATION

#### Summary

Possibility of building of diagnostic relations with usage of artificial neural networks ANN is described in the paper. The relations are applied for detection of the degraded measuring devices in steam power cycles of complex electricity generation systems. The example of the large steam turbine power plant is shown in the paper. Neuronal diagnostic relations are created on the basis of simulation calculations. There are taking into account both degradations of that of measuring equipment as well as simultaneously occurring degradations of measuring equipment and components of thermal cycle. Good quality of neuronal calculations is stated. Application of these relations is shown on some examples from exploitation practice.

Keywords: neural simulation, thermal and flow diagnostics, steam power plants, measuring systems.

## 1. WPROWADZENIE

Rozwój metod diagnostycznych pozwala na podejmowanie coraz trudniejszych zadań diagnostycznych. Należy do nich potrzeba diagnozowania obiektów i urządzeń technicznych w przypadku niepełnej informacji pomiarowej i przy uszkodzeniach czujników pomiarowych. Pomiary cieplno-przepływowe złożonych obiektów energetycznych należą do jednych z najtrudniejszych. Są one zawsze pomiarami niestacjonarnymi. Wyniki pomiaru zależą też od wielu niezależnych parametrów pracy obiektu, jego rozmiarów, a także rozmieszczenia i posadowienia czujników pomiarowych.

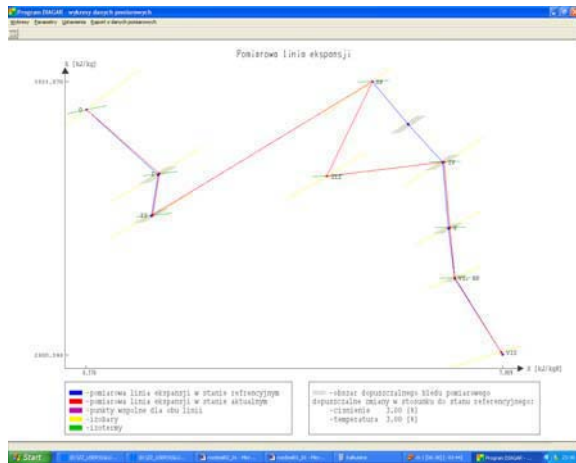
Problem jakości wyników pomiarów w energetyce od dawna stanowi przedmiot zainteresowania badaczy i praktyków z dziedziny eksploatacji złożonych systemów [1]. Przykład z praktyki rzeczywistych pomiarów bloków

energetycznych elektrowni zaprezentowano na rys. 1.

Kolejny przykład z praktyki obrazujący trudności interpretacyjne rzeczywistych pomiarowych charakterystyk bloków energetycznych elektrowni zaprezentowano na rys. 2, [2]. Budzące wątpliwości liczby reprezentujące na tym rysunku sprawności ujęto w ramki. Wątpliwości dotyczą zarówno wyników pomiarów pozyskanych z systemu DCS jak wartości referencyjnych. Takie przypadki motywują do badań zarówno nad wyznaczaniem wartości referencyjnych jak i nad sposobami weryfikacji wyników pomiarów. Napotyka się również przypadki niepełnej informacji pomiarowej, gdy

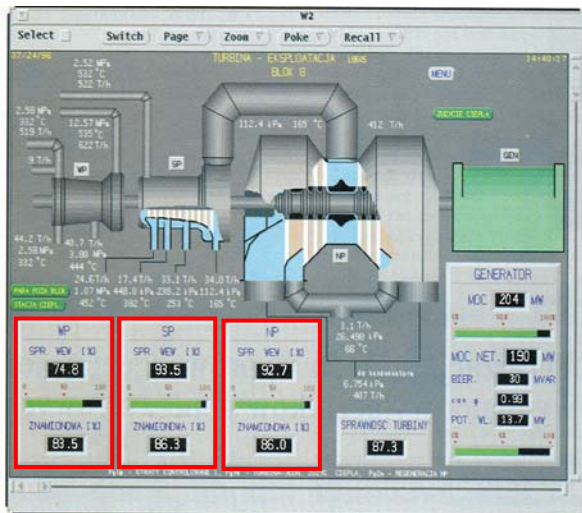
– rozmieszczenie aparatury pomiarowej nie jest spójne z potrzebami diagnostyki cieplnej, lecz podyktowane jest innymi kryteriami, np. pozyskiwaniem globalnej informacji o ruchu maszyny lub względami zapewnienia jej bezpieczeństwa, albo

- gdy warunki konstrukcyjne czynią pomiar trudny lub niemożliwy.



Rys. 1. Degradacja czujnika temperatury w III upuście bloku 200 MW [2]

Dlatego często informacja pomiarowa dotyczy sumy wpływu kilku urządzeń jednocześnie. W przypadku pojedynczego urządzenia jego diagnostyka byłaby w tej sytuacji niemożliwa. Jak to pokazano w [3], dla złożonego obiektu energetycznego, dla którego zakłócenia w pracy jednego urządzenia propagują się na inne urządzenia możliwa jest separacja składowych sygnałów pomiarowych. Istnienie takiej propagacji stwarza szansę na rozpoznawanie błędów czujników pomiarowych. Niesprawności czujników pomiarowych nie propagują się na wskazania innych czujników.



Rys. 1.5. Monitoring pracy turbiny parowej z elementami diagnozy, wg. [3]

Zbadanie szans odróżnienia uszkodzenia czujnika od degradacji eksploatacyjnej urządzeń składowych obiegu to jedno z ważniejszych zadań diagnostyki ciepło-przepływowej bloków energetycznych. Przytoczone w dalszej części wyniki obliczeń symulacyjnych mają odpowiedzieć na pytania:

- jak szczegółowa może być diagnostyka rozważanego podsystemu urządzeń,
- czy można odróżnić uszkodzenie czujnika od degradacji urządzenia.

Odpowiedź na te pytania ma wielkie znaczenie dla projektantów systemów pomiarowych i dla użytkowników systemów diagnostyki. Przedstawione są w dalszej części badania wykorzystują metodę sztucznych sieci neuronowych.

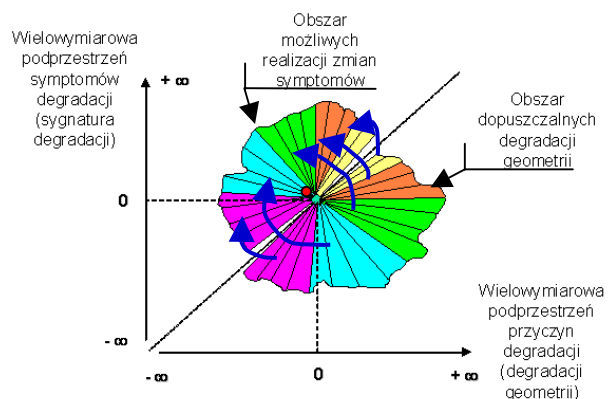
## 2. OKREŚLANIE SYMPTOMÓW NIESPRAWNEJ PRACY

Blok energetyczny może pracować w stanie pogorszonej sprawności, o ile tylko nie zagraża to jego bezpieczeństwu. Znajduje się on wtedy w stanie tzw. zdatności zadaniowej [1]. Przyczyną pogorszenia sprawności są degradacje geometrii jego urządzeń składowych [4]. Degradacja geometrii może być tylko na tyle głęboka dopóki nie zagraża bezpieczeństwu, rys. 3. Pogorszona sprawność objawia się symptomami, wyrażanymi najlepiej poprzez względne odchyłki wartości aktualnie mierzonych od wartości referencyjnych:

$$SY_{jk} = \frac{Wart_{jk\text{akt}} - Wart_{jk\text{ref}}}{Wart_{jk\text{ref}}} \quad (1)$$

Wartości referencyjne odpowiadają pracy obiektu przy poprawnej geometrii. Wartości mierzone są reprezentowane przez rozkłady ciśnień, temperatur i strumieni masy i charakterystyki sprawnościowe obliczone na ich podstawie. Zwykle są zbierane w sygnatury niesprawnej pracy:

$$S_k = S_k[SY_{1k}, SY_{2k}, \dots, \dots, SY_{jk}] \quad (2)$$

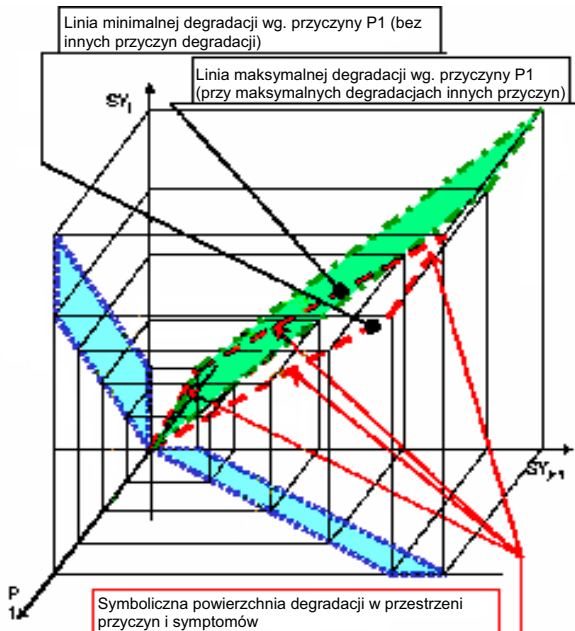


Rys. 3. Symboliczny obraz wpływu degradacji geometrii i mierników na wartości symptomów

Dla tej samej degradacji geometrii symptomy są funkcjami parametrów obciążenia bloku, więc zarówno wartości referencyjne jak i aktualne muszą być brane dla tego obciążenia. Dobrze sprawdza się dostrojony model obiegu bloku jako estymator wartości referencyjnych [2]:

$$S_k = f(ZN_{1k}, ZN_{2k}, ZN_{3k}, \dots, ZN_{nzk}) \quad (3)$$

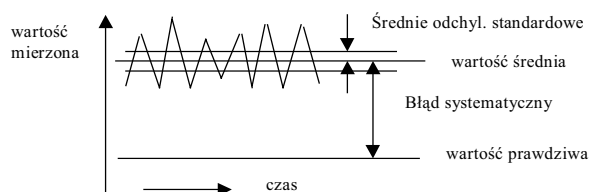
Zakładając wstępnie bezbłędny pomiar można przedstawić symbolicznie położenia obszarów zmienności symptomów w podprzestrzeni symptomów i podprzestrzeni przyczyn, rys. 4. Stosując odpowiednio przygotowane relacje diagnostyczne oparte o metody sztucznych sieci neuronowych można w tych przestrzeniach zlokalizować degradacje i określić ich rozmiar [2].



Rys. 4. Symbolicznie obrazy położenia obszarów zmienności symptomów w podprzestrzeni symptomów i podprzestrzeni przyczyn przy poprawnym pomiarze

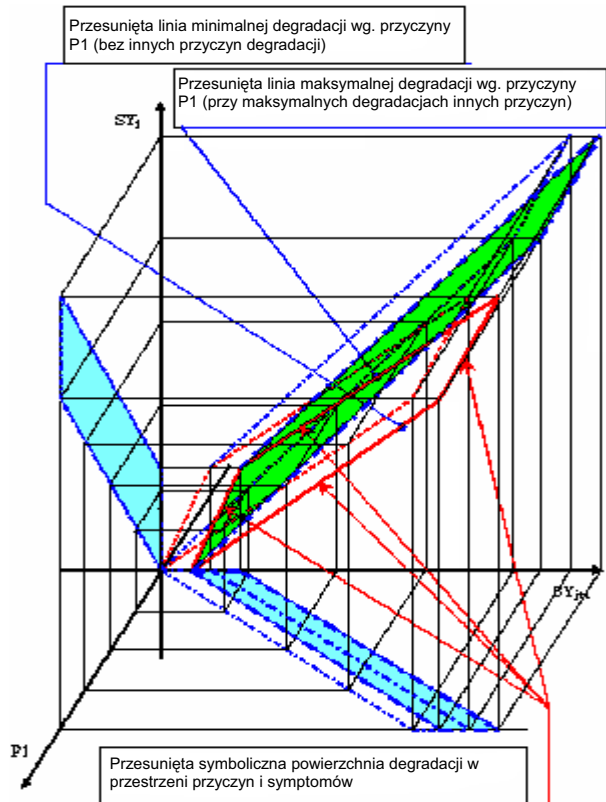
### 3. OCENA JAKOŚCI POMIARU ZŁOŻONEGO OBIEKTU

Błędy i niepewności pomiarowe pogarszają jakość relacji diagnostycznych. Pierwszym krokiem do sprostania wyzwaniu uwzględnienia jakości pomiaru jest lokalizacja zdegradowanych mierników. Nie przywołując całej skomplikowanej teorii błędów pomiarowych, na rys. 5 przedstawiono koncepcję ich badania w rozważanym przypadku [5]. Przyjęto istnienie prawdziwej wartości pomiarowej, która w realnych warunkach nie może być zmierzona. Pod uwagę brana jest część losowa błędu miernika i jego błąd systematyczny. Część losowa zależy od samego miernika oraz od fluktuacji innych parametrów w obiegu niż mierzony. O degradacjach mierników decyduje głównie powiększanie błędu systematycznego.



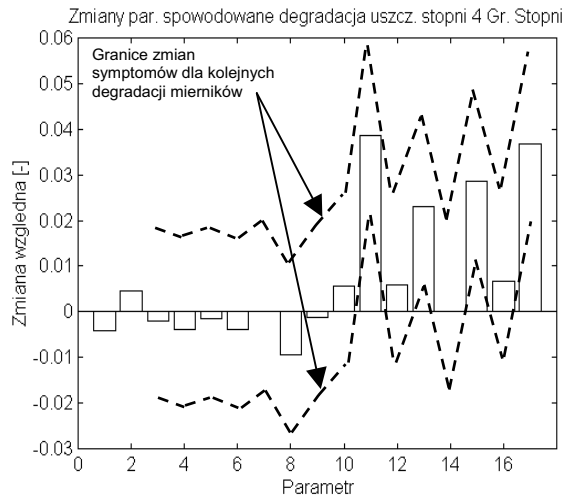
Rys. 5. Koncepcja rozważania błędów mierników

Tak rozumiany błąd pomiarowy zależy od degradacji miernika (jego wymiany), natomiast nie wpływa na wskazania innych przyrządów. Powoduje on więc zniekształcenie jednego tylko symptomu w sygnaturze degradacji. Wymaga stąd znajomości sygnatur uwzględniających również degradacje geometryczne. Wtedy może służyć do budowania relacji diagnostycznych zarówno do rozpoznawania degradacji geometrycznych jak i degradacji mierników. Zmiany położenia obszarów zmienności symptomów przy opisanym potraktowaniu błędu pomiarowego pokazano symbolicznie na rys. 6.



Rys. 6. Symbolicznie obrazy zmiany położenia obszarów zmienności symptomów w podprzestrzeni symptomów i podprzestrzeni przyczyn przy degradacji czujnika pomiarowego

Opisaną powyżej koncepcję traktowania błędu pomiarowego zastosowano do rozszerzonej relacji diagnostycznej przewidzianej do rozpoznawania degradacji urządzeń składowych bloku energetycznego jak i degradacji mierników. Rozważano pomiędzy nimi degradacje pojedyncze, dwukrotne i trzykrotne. Zastosowano metodę obliczeń symulacyjnych degradacji urządzeń i degradacji mierników. Fragment sygnatury, na którym zaznaczono granice kolejno rozważanych degradacji mierników przy jednej z degradacji geometrycznych przedstawiono na rys. 7, [5].



Rys. 7. Granice zniekształcania symptomów degradacji geometrycznej przez kolejno następujące degradacje mierników

Zastosowanie opisanych sygnatur w relacji diagnostycznej prowadzi do rozpoznawania wielokrotnych degradacji geometrii i czujników przedstawionej w Tabeli 1, [5].

Tabela 1.

Wyniki zastosowania sztucznych sieci neuronowych do rozpoznawania degradacji i czujników i urządzeń składowych obiegów cieplnych [5]

| % udział błędnie rozpoznanych wzorców degradacji | Dla testu z wykorzystaniem Bazy Danych użytej do trenowania | Dla testu z wykorzystaniem Bazy Danych nie używanej do trenowania          |
|--|---|--|
| jednokrotnych                                    | $\Delta_{3,1} = \frac{0}{4,37} \cdot 100\% = 0\%$           | $\overline{\Delta}_{3,1} = \frac{0}{2 \cdot 37} \cdot 100\% = 0\%$         |
| dwukrotnych                                      | $\Delta_{3,2} = \frac{0}{666} \cdot 100\% = 0\%$            | $\overline{\Delta}_{3,2} = \frac{4}{3 \cdot 666} \cdot 100\% = 0.202\%$    |
| trzykrotnych                                     | $\Delta_{3,3} = \frac{5}{7770} \cdot 100\% = 0.064\%$       | $\overline{\Delta}_{3,3} = \frac{39}{2 \cdot 7770} \cdot 100\% = 0.2509\%$ |

Widać wyraźnie, że rozpoznawanie degradacji jednokrotnych jest bezbłędne, degradacji dwukrotnych obarczone niewielkim błędem.

#### 4. PODSUMOWANIE

Traktowanie degradacji mierników złożonych systemów pomiarowych w podobny sposób jak degradacji geometrii pozwala na:

- Wyznaczenie sygnatury degradacji urządzeń składowych i mierników,
- Zastosowanie tych sygnatur do tworzenia relacji diagnostycznych opartych o metody sztucznych sieci neuronowych
- Uzyskanie dobrej dokładności lokalizacji degradacji przy zastosowaniu powyższych relacji. Patrz Tab. 1.

#### LITERATURA

- [1] Żółtowski B., Ćwik Z.: *Leksykon Diagnostyki Technicznej*, Bydgoszcz: Wyd. Uczelniane Akademii Techniczno-Rolniczej 1996, s. 486
- [2] Głuch J.: *Metoda diagnostyki ciepłoprzepływowej umożliwiająca rozpoznawanie miejsca i stopnia degradacji turbozespołów energetycznych*, Seria Monografie Nr 81, Gdańsk: Wyd. Politechniki Gdańskiej 2007, s. 174
- [3] Boczek F., Dyrda B., *Obliczenia eksploatacyjne PERFORMANCE CALCULATION*, Energetyka, nr 12/1996, Grudzień, 1996, s. 703-707.
- [4] Krzyżanowski J., Głuch J.: *Diagnostyka ciepłoprzepływowa obiektów energetycznych*, Gdańsk: Wyd. Inst. Masz. Przepł. PAN 2004, s. 302
- [5] Praca zbiorowa pod red. Głucha J.: *Ciepłoprzepływowe relacje diagnostyczne w ruchowych warunkach przemysłowych*, Gdańsk: Wyd. Wyzd. Oceanotechniki i Okrętownictwa Politechniki Gdańskiej 2007, s.174



Jest autorem licznych publikacji.

Dr inż. **Jerzy GŁUCH** jest adiunktem w Katedrze Automatyki Okrętowej i Napędów Turbinowych Wydziału Oceanotechniki i Okrętownictwa Politechniki Gdańskiej. Jego głównym polem zainteresowania jest diagnostyka ciepłoprzepływowa bloków energetycznych.