

# **Metoda diagnozowania uszczelnień labiryntowych w maszynach przepływowych**

**Piotr Krzyślak**

**Marian Winowiecki**

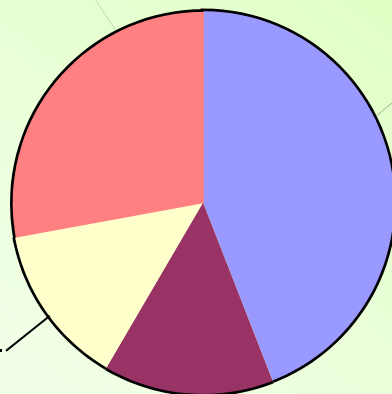
# Przyczyny pogorszenia się sprawności turbin parowych

Erozja i chropowatość łopatek wirnikowych i kierowniczych

**Przecieki w uszczelnieniach > 40%**

Osady

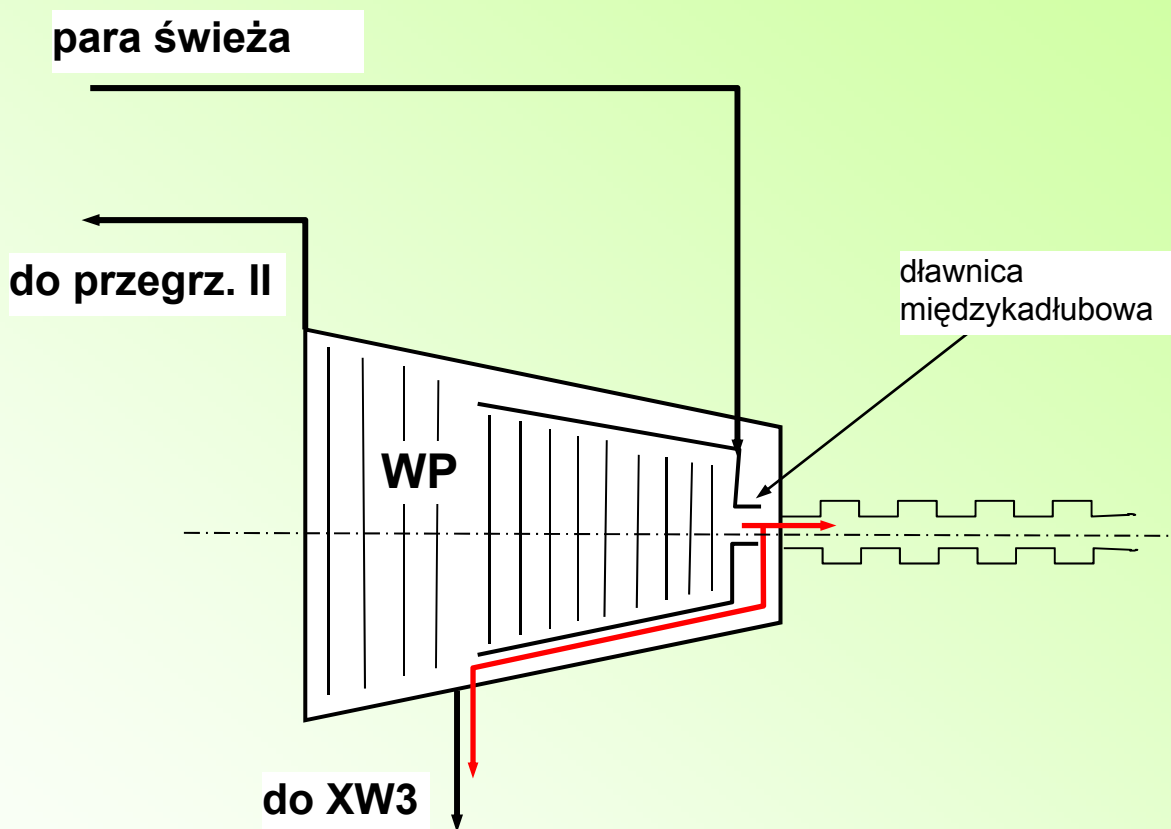
Inne



„Ponad 40% wszystkich wykrytych strat sprawności w typowej dużej turbinie parowej to efekt utraty kontroli nad wielkością luzów nominalnych”.

*P. Schofield, “Steam Turbine Sustained Efficiency”*

# Schemat rozpływu pary w korpusie WP turbiny 13K215

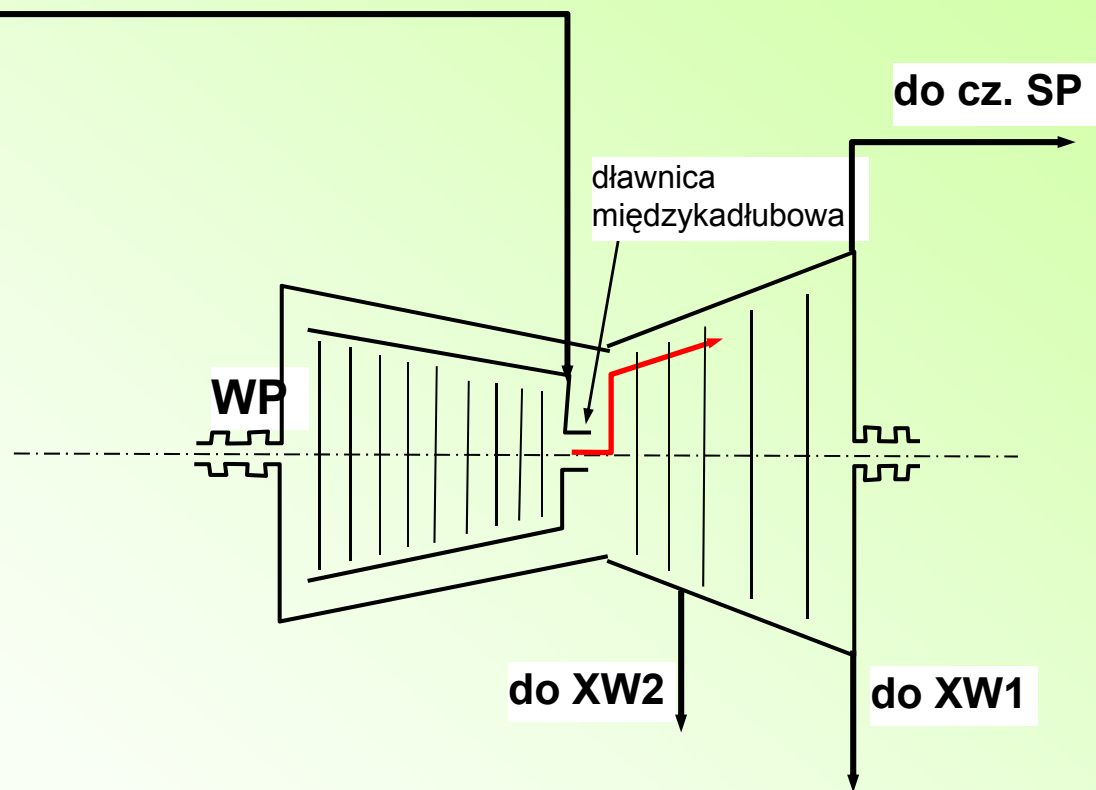


**Dane dławnicy międzykadłubowej przód:**

- średnica uszczelnienia  $D_u = 475 \text{ mm}$
- luz nominalny segmentu  $s = 0.65 \text{ mm}$
- ilość ząbków  $z = 80$  (10 pierścieni po 8 ząbków)

# Schemat rozpływu pary w korpusie WP turbiny 13UP55

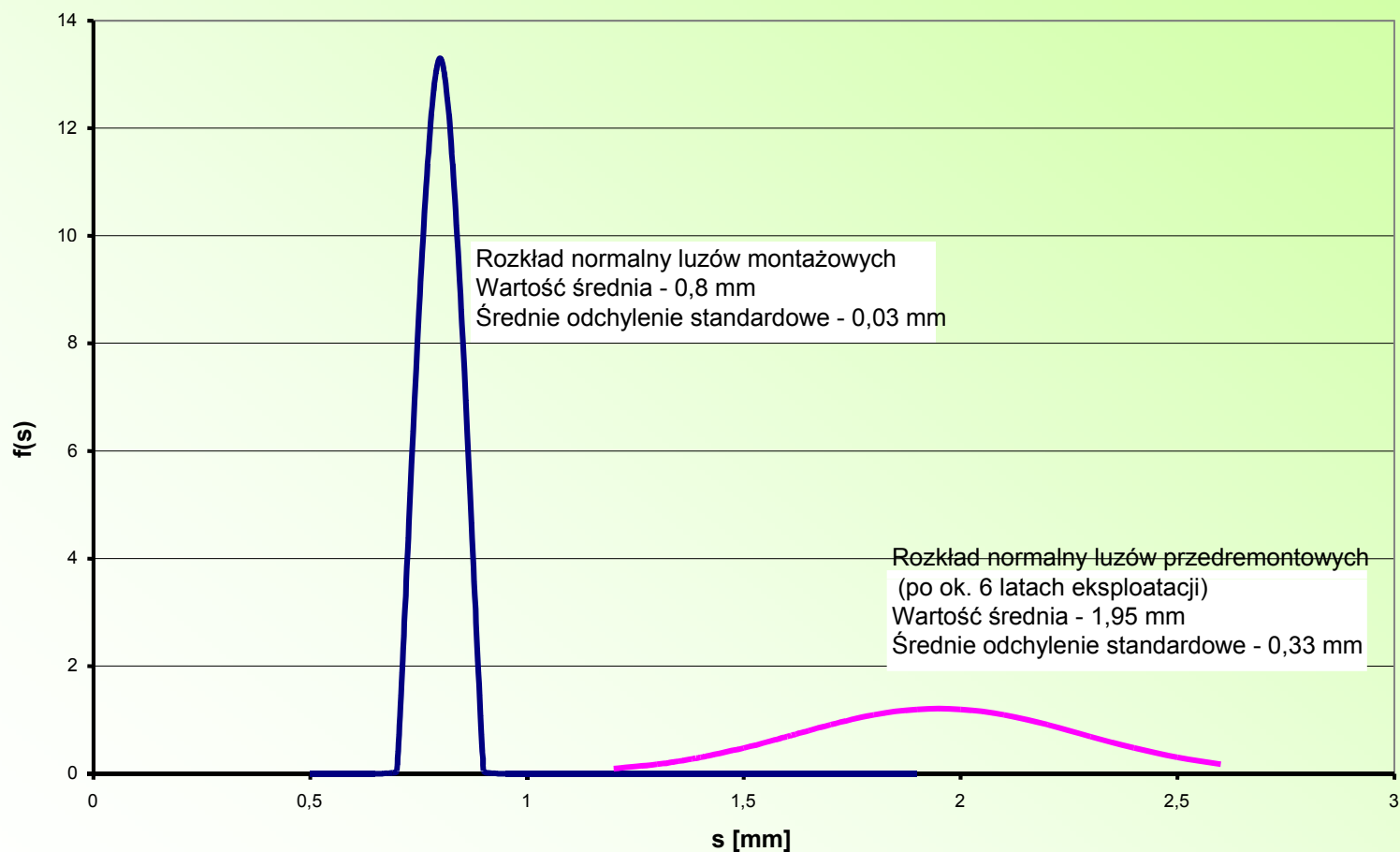
para świeża



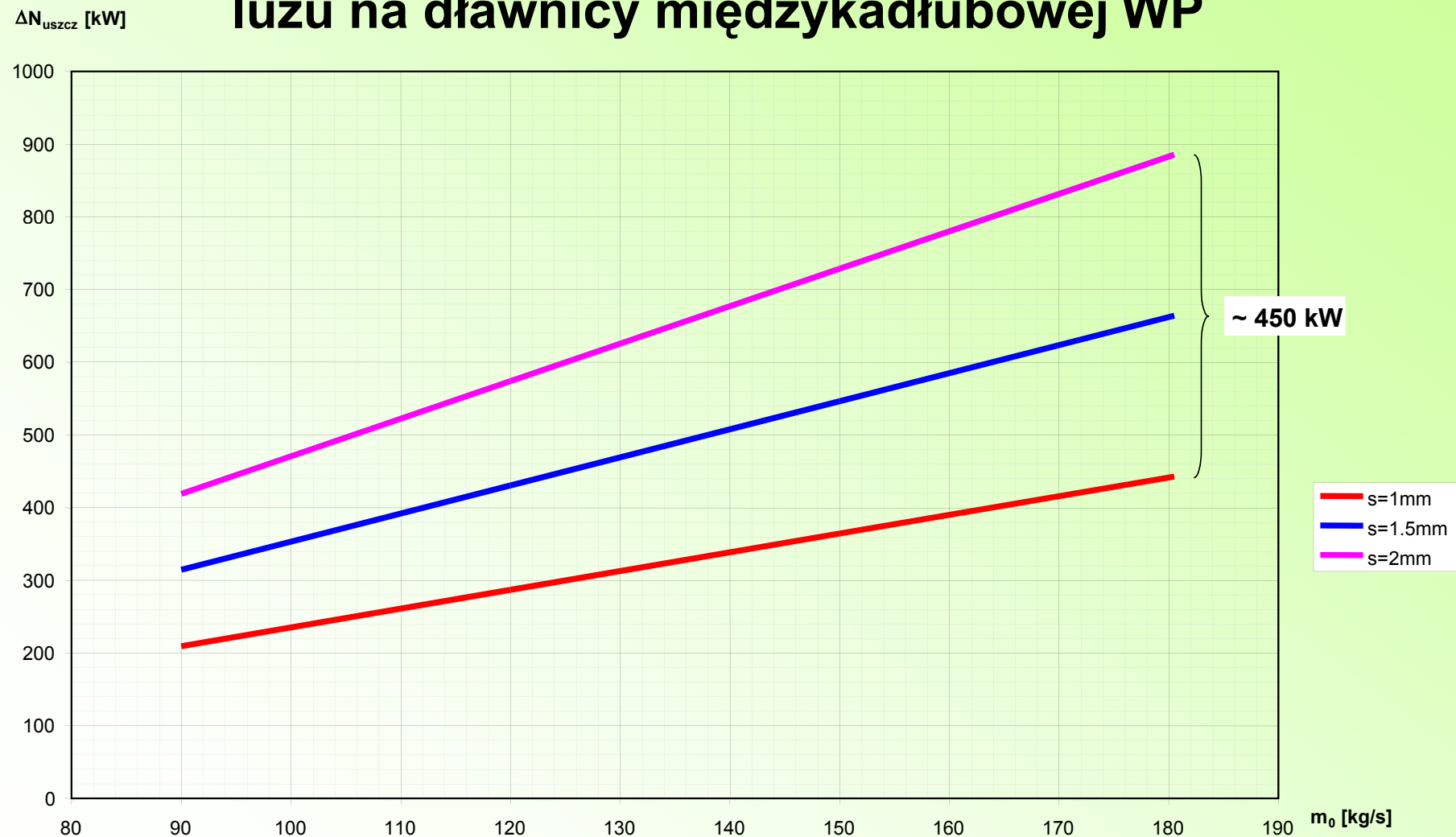
**Dane dławnicy międzykadłubowej WP:**

- średnica uszczelnienia  $D_u = 355 \text{ mm}$
- luz nominalny segmentu  $s = 0.55 \text{ mm}$
- ilość ząbków  $z = 112$  (14 pierścieni po 8 ząbków)

# Przykładowy rozkład zużycia labiryntów dławownicy międzykadłubowej części WP turbiny 13K215

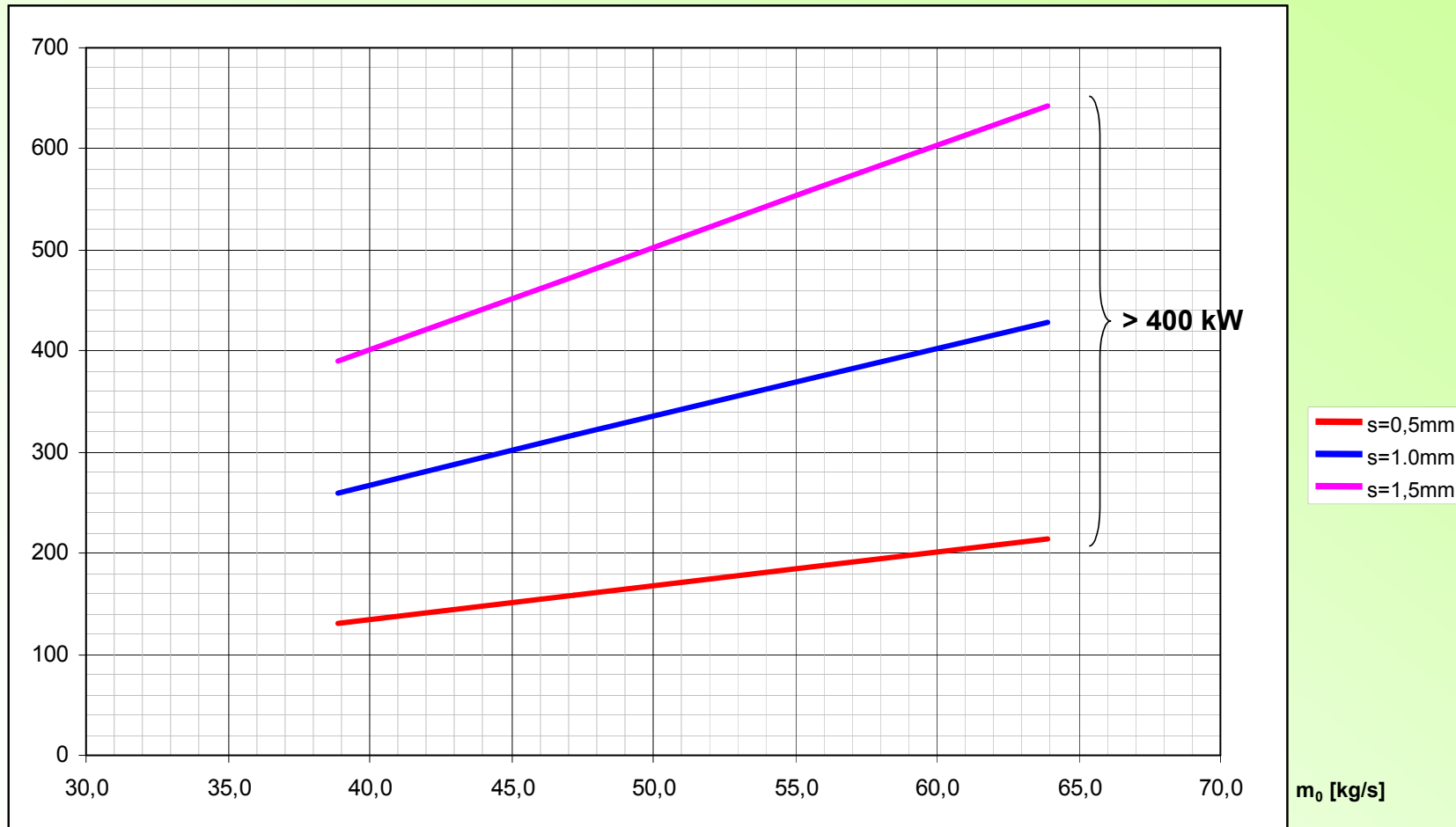


# Strata mocy turbiny 13K215 przy zmianie luzu na dławownicy międzykadłubowej WP



# Strata mocy turbiny 13K215 przy zmianie luzu na dławnicy międzykadłubowej WP

$\Delta N_{\text{uszcz}}$  [kW]



**Dla turbiny 13UP55 strata ok. 400 kW przez ok. 6500h  
rocznie skutkuje:**

- koniecznością spalania rocznie dodatkowo ok. 1500 t węgla
- dodatkową emisją rocznie ok. 3000 t CO<sub>2</sub>

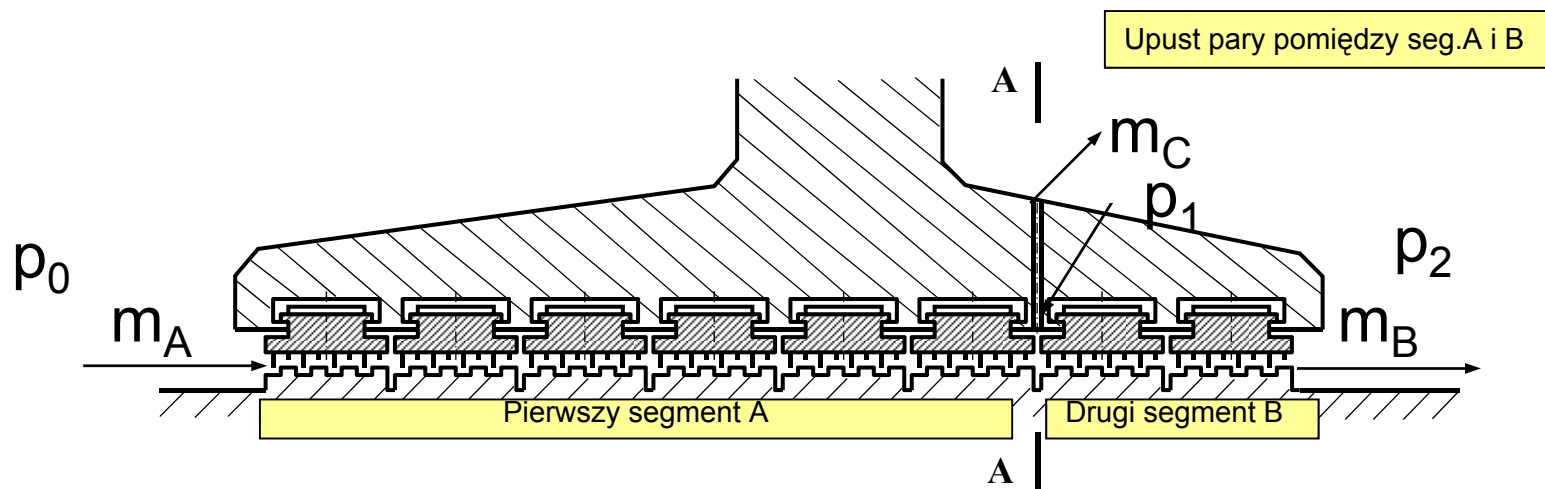
**lub**

- niewyprodukowaniem ponad 2500 MWh en. elektrycznej .

**Dane takie mogą posłużyć do analizy ekonomicznej celowości odkrycia maszyny (do remontu) w przypadku stwierdzenia znacznego zwiększenia się luzów ponad wartości nominalne.**



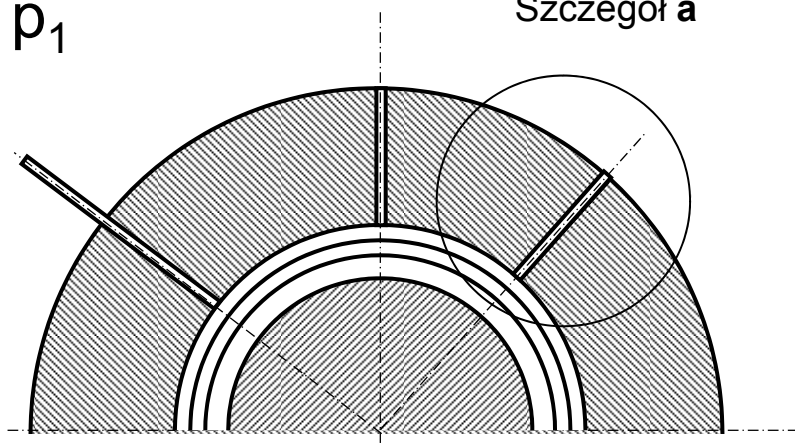
# Koncepcja metody diagnozowania uszczelnień labiryntowych



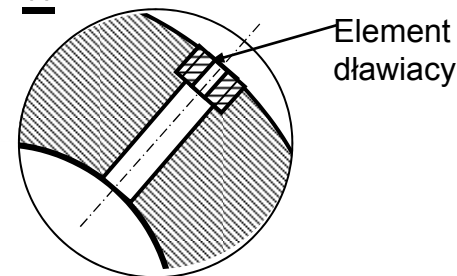
Wyprowadzenie  
ciśnienia  $p_1$

A - A

Wyprowadzenie czynnika  
Szczegół a



a



# Technika diagnozowania

$$P_{\text{diag}} = \frac{\Delta p_{1-2}}{\Delta p_{0-2}}$$

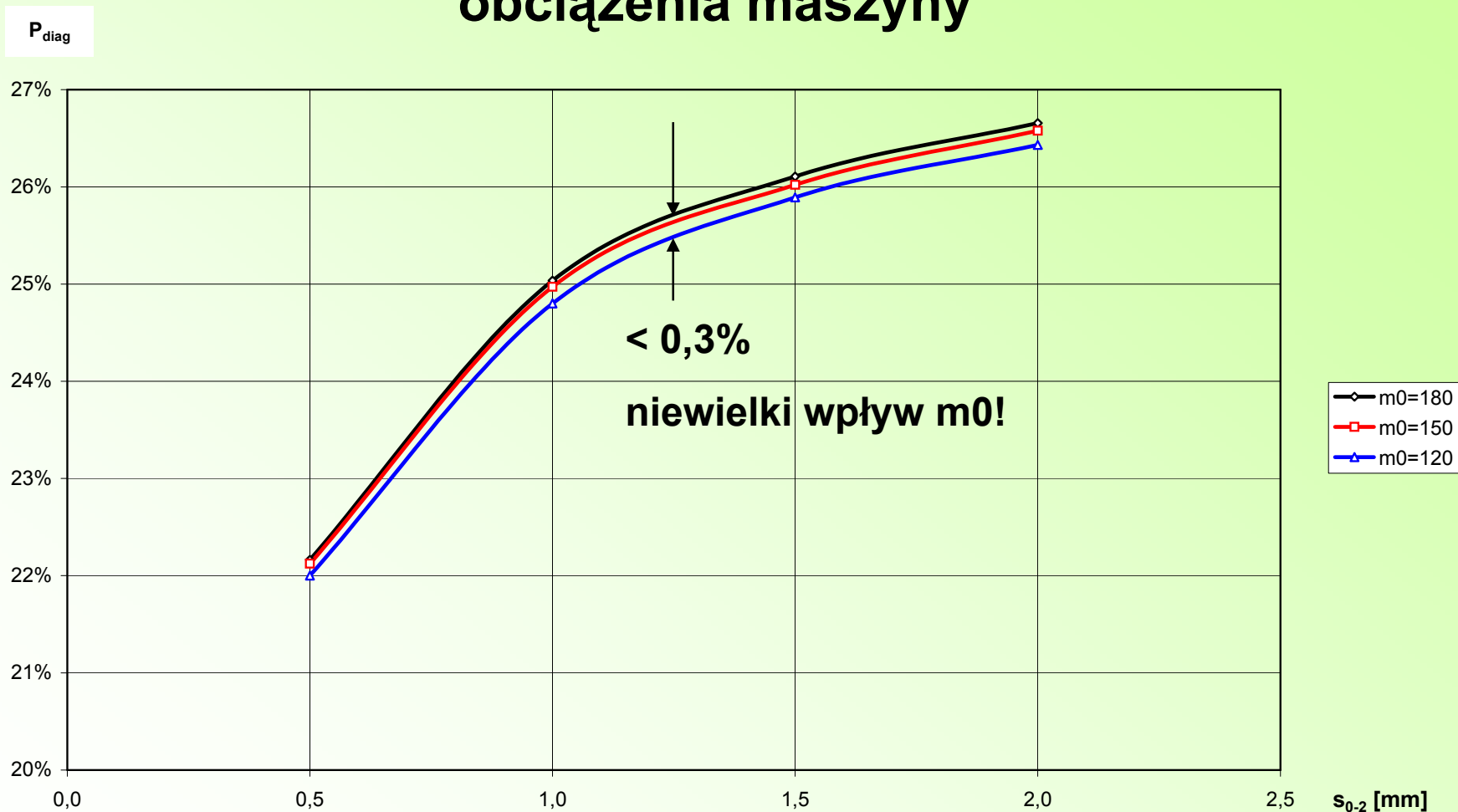
gdzie:

$\Delta p_{1-2} = p_1 - p_2$  = spadek ciśnienia na tylnym fragmencie uszczelnienia

$\Delta p_{0-2} = p_0 - p_2$  = spadek ciśnienia na całym uszczelnieniu

Max. błąd względny pomiaru  $\varepsilon_{P_{\text{diag}}} < 0,5\%$  dla typowych niepewności pomiarowych przetworników różnicy ciśnień (klasa 0,25), a więc dla parametru diagnostycznego na poziomie 25%, daje rozdzielczość metody lepszą niż 0,15% ( $\Delta s. \sim 0,1 \text{ mm}$ )

# Zmiana parametru $P_{diag}$ dla dławnicy wewnętrznej WP turbiny 200 MW przy zmianie obciążenia maszyny



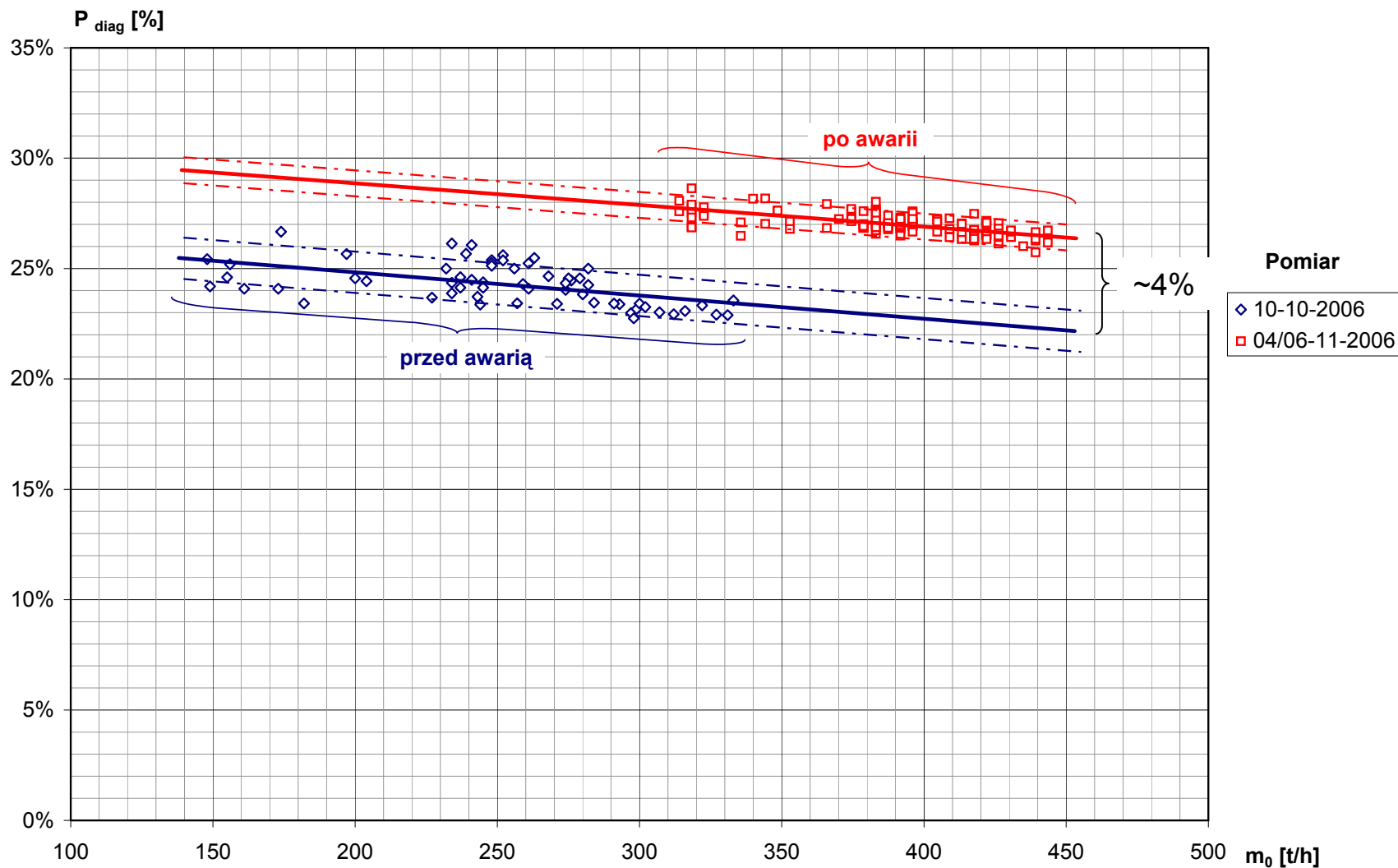




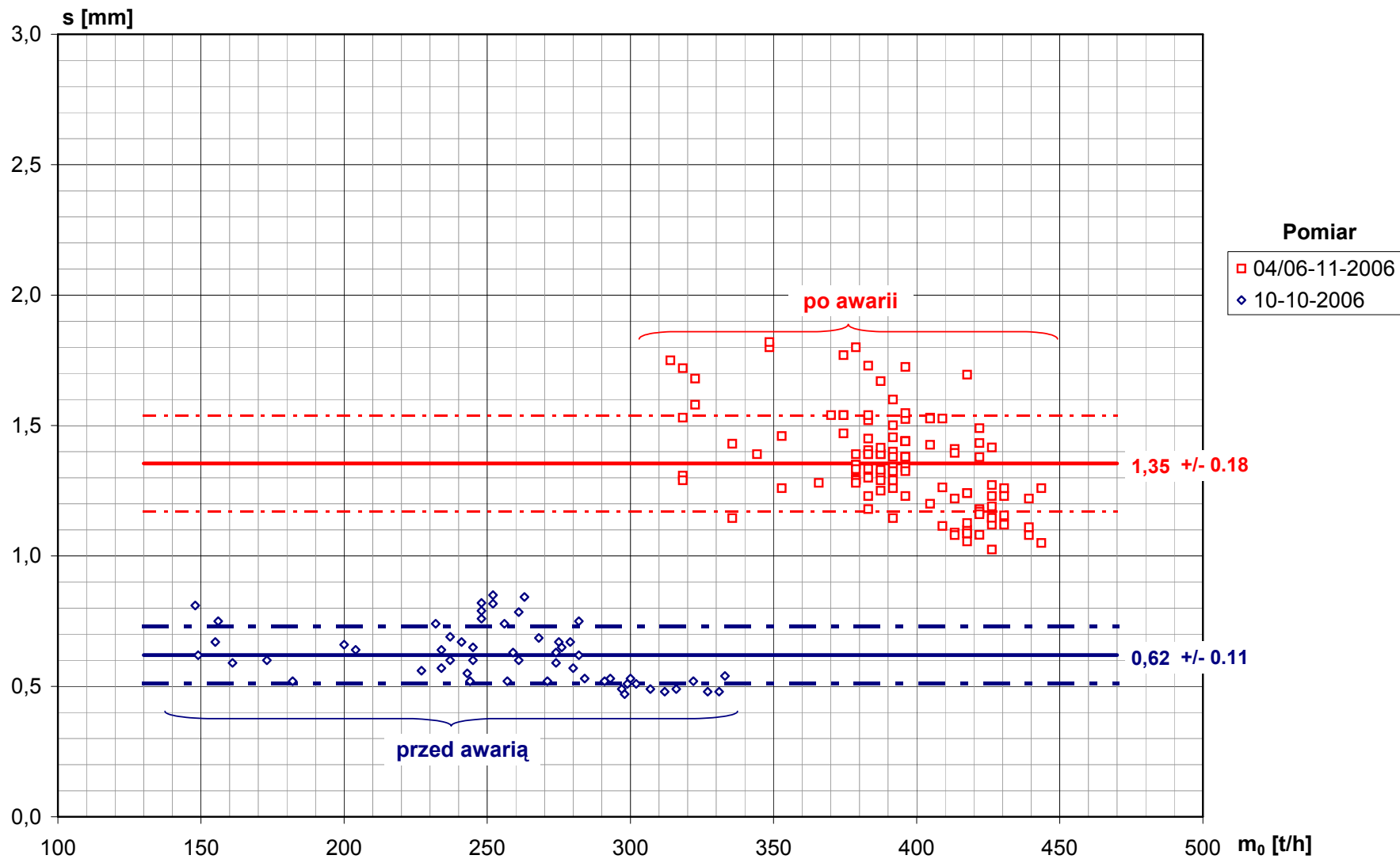
Wyprowadzenie ciśnienia

Wyprowadzenie czynnika (kryzy)

# Parametr diagnostyczny w funkcji przepływu



# Ocena wielkości luzu w uszczelnieniu





# WNIOSKI

- Nie ma możliwości oceny on-line degradacji uszczelnienia (oceny luzu) dla uszczelnienia w standardowym wykonaniu.
- Straty spowodowane degradacją uszczelnień labiryntowych, zwłaszcza w uszczelnieniach posadowionych na dolocie do turbiny (dławnica międzykadłubowa, dławnica tłoka odciążającego) mogą sięgać rzędu nawet 0.5% mocy całej turbiny
- Możliwa jest diagnoza uszczelnienia labiryntowego on-line w nowym wykonaniu w przypadku wyprowadzenia czynnika z wnętrza uszczelnienia.
- Możliwa jest optymalizacja układu diagnozowania dla założonego poziomu dokładności aparatury pomiarowej oraz/lub przyjętego dopuszczalnego poziomu strat.
- Dla układu uszczelnienia z upustem istnieje prosta możliwość wprowadzenia tego układu do systemu monitoringu turbiny.
- Implementacja układu uszczelnienia z upustem na rzeczywistym obiekcie oraz wyniki otrzymane z jednego z tych obiektów dają podstawę do twierdzenia, że przedstawione podstawy teoretyczne dla realizacji takiego układu zostały pomyślnie zweryfikowane.