

Modernizacja pompowni w energetyce – konieczność czy zdrowy rozsądek?

Leszek Pudełko

VAG Armatura Polska Sp. z o.o.

Groźba deficytu energetycznego i narzucone nam limity emisji CO₂, których koszty przekroczenia – mogą spowodować załamanie gospodarki Polski i innych krajów UE wymuszają działania inwestycyjne jak i modernizacyjne dla sektora energetycznego.

Zgodnie z polityką energetyczną Polski, planuje się budowę wysokosprawnych bloków energetycznych na parametry nadkrytyczne, budowę elektrociepłowni gazowych (kogeneracyjnych), promowanie OZE, budowę elektrowni jądrowej o łącznej mocy 6-8 tys. MWe, często zapominając o możliwości wykorzystania pokaźnego zasobu energetycznego jakim jest potencjał efektywności energetycznej.

Efektywność energetyczna

Powiększenie efektywności energetycznej wszelkich procesów produkcyjnych i eksploatacyjnych w gospodarce, a przede wszystkim procesów wytwarzania energii, powinno stać się najważniejszym celem polityki energetycznej Polski do 2030 roku. Efektywność energetyczną dowolnego procesu można najprościej zdefiniować jako:

$$E_e = \frac{E}{W} \quad (1)$$

gdzie:

E_e - efektywność energetyczna

E - efekt, tj. wymierny wynik danego procesu,

W - wkład, tj. ilość energii (elektrycznej, ciepła lub ton paliwa umownego) zużytej do osiągnięcia efektu E .

Odwrotność efektywności energetycznej procesu, czyli W/E , jest jego energochłonnością.

Najwygodniej jest ocenić E_e procesu, w którym zarówno E jak i W są wyrażone w jednostkach energii lub - w wielu praktycznych sytuacjach - w jednostkach mocy. Jest to wówczas po prostu sprawność energetyczna procesu.

W przypadku dowolnego obiektu pompowego (pompownia ciepłownicza; instalacja wody sieciowej w ciepłowni lub elektrociepłowni; instalacja wody zasilającej w elektrowni czy też pompownia wody chłodzącej) E_e jest równa sprawności η_c procesu transportu cieczy w danym obiekcie:

$$E_e = \eta_c = \frac{P_u}{\sum_i P_{el,i}} \quad (2)$$

gdzie:

$P_u = Q_s \Delta p$ - użyteczna moc hydrauliczna przekazana cieczy przez wszystkie pompy,

Q_s - strumień cieczy odbierany z obiektu pompowego,

Δp - różnica ciśnień na wyjściu i wejściu obiektu,

$P_{el,i}$ - moc elektryczna pobierana z sieci przez układ napędowy i-tej pompy.

Efektywność energetyczna pojedynczych maszyn i urządzeń, np. Ee zespołu pompowego, dmuchawy, sprzęgła hydrokinetycznego itp., jest równa ich sprawności η . Potencjał wzrostu efektywności energetycznej jest bardzo duży. Według wielu źródeł energochłonność wytworzenia jednostki PKB w Polsce jest 2,5-3 krotnie większa niż w krajach tzw. piętnastki UE. Realne jest zmniejszenie tej energochłonności o 25-30%, a nawet (według niektórych) o 40%, w stosunkowo niedługim czasie. Warto zauważyć, że gdyby straty energii elektrycznej w różnych procesach w gospodarce udało się obniżyć tylko o 10% zużywanej jej ilości, tj. o ok. 15 TWh/rok, oznaczałoby to uniknięcie konieczności budowy nowych bloków o łącznej mocy co najmniej 2750 MW (zakładając średni czas pracy bloku 6000 h/rok i straty przesyłu w sieci na poziomie 10%). Rozsądne i szybkie wykorzystanie tego zasobu może pozwolić na wyłączenie z eksploatacji najstarszych, najbardziej przestarzałych i niskosprawnych bloków energetycznych, dając równocześnie czas na budowę w Polsce nowych elektrowni o wysokich sprawnościach.

Pompy w energetyce oraz urządzenia zabezpieczające pomy przed zwrotnym przepływem cieczy

W układach potrzeb własnych elektrowni i elektrociepłowni zużywa się ok. 7,5% produkowanej w tych obiektach energii elektrycznej; z tego ok. 2/3 jest zużywane do transportu wody zasilającej, chłodzącej i kondensatu, jak również wody sieciowej w EC. Stanowi to łącznie około 7,5 TWh/rok. W ciepłowniach komunalnych przeważająca część energii elektrycznej zużywana jest na przetłaczanie wody sieciowej w instalacjach wewnętrznych EC i w miejskiej sieci ciepłowniczej. Można ocenić, że w energetyce cieplnej i ciepłownictwie co najmniej 9 TWh/rok energii elektrycznej zużywane jest na transport cieczy (głównie wody).

Główne pompy w elektrowniach i elektrociepłowniach spalających paliwa kopalne to (w nawiasach największe osiągane wartości głównych parametrów):

- pompy zasilające ($Q < 4000 \text{ m}^3/\text{h}$, $H < 4000 \text{ m}$, $P_s < 52 \text{ MW}$),
- pompy wody chłodzącej ($Q < 150000 \text{ m}^3/\text{h}$, $H < 25 \text{ m}$, $P_s < 4 \text{ MW}$),
- pompy kondensatu ($Q < 2000 \text{ m}^3/\text{h}$, $H < 250 \text{ m}$, $P_s < 2 \text{ MW}$),
- pompy sieciowe (obiegowe) w EC ($Q < 4000 \text{ m}^3/\text{h}$, $H < 120 \text{ m}$, $P_s < 1250 \text{ kW}$),
- pompy bagrowe (do hydrotransportu popiołu),
- pompy w instalacjach odsiarczania spalin.

Pompy oraz armatura na układach pompowych muszą spełniać bardzo duże wymagania, jakimi są: wysoka sprawność (dla armatury niskie współczynniki oporów miejscowych ζ), bardzo duża niezawodność pracy, wysoka trwałość.

Większość polskich bloków energetycznych zbudowanych i oddanych do eksploatacji w latach 60-tych oraz 70-tych z układem wody chłodzącej otwartym czy też zamkniętym dla zabezpieczeń układów pompowych, posiada zabudowaną armaturę przeciw zwrotną tzw. zawory zwrotne wieloklapowe (Rys. 1) o dość dużym współczynniku ζ . W literaturze technicznej można odnaleźć wielkości współczynnika ζ dla zaworów wieloklapowych określanych wartością od 2 do 5. Tak duże rozbieżności wartości ζ dla zaworów zwrotnych wieloklapowych wynikają z ich konstrukcji. W szczątkowej dokumentacji technicznej zabudowanych klap na naszych elektrowniach często brakuje informacji o wartości ζ .

Można ją wyznaczyć doświadczalnie mierząc spadek ciśnienia przed i za armaturą.

Współczynnik strat miejscowych ζ

W rurociągach mają miejsce straty energii, które powstają wskutek zmiany kierunku przepływu cieczy w kolanach czy załamaniach, na skutek zmiany przekroju poprzecznego przewodu np. gwałtowne rozszerzenie lub zwężenie, w dyfuzorach, w konfuzorach oraz przy przepływie przez urządzenia dławiące jak np. zasuw, przepustnice, zawory zwrotne itp.

Tego rodzaju straty, spowodowane przez przeszkody znajdujące się na drodze przepływu, nazywamy stratami miejscowymi lub lokalnymi.

Wysokość strat miejscowych określa się wzorem:

$$\Delta h_{\text{str}} = \frac{w^2}{2g} \cdot \zeta \quad (3)$$

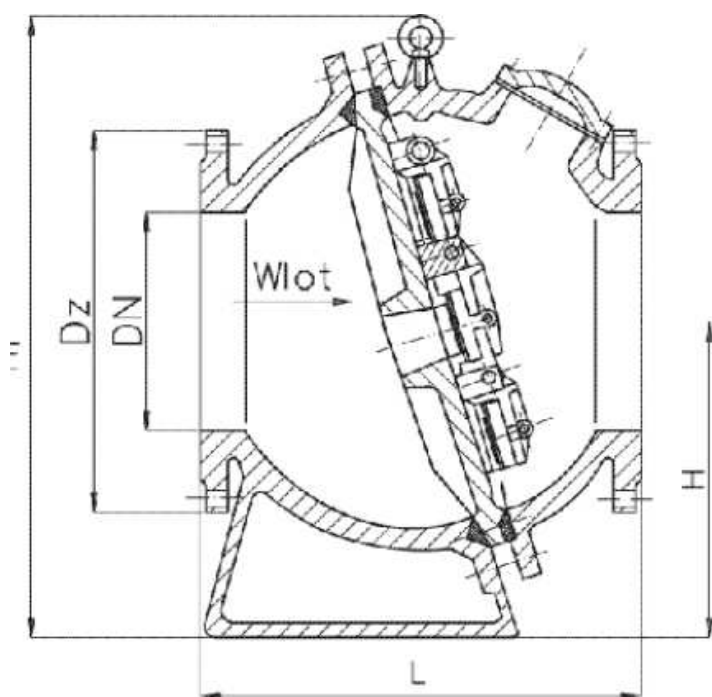
gdzie:

ζ - współczynnik straty lokalnej zależny od rodzaju przeszkody, odniesiony najczęściej do średniej prędkości przepływu cieczy za przeszkodą,

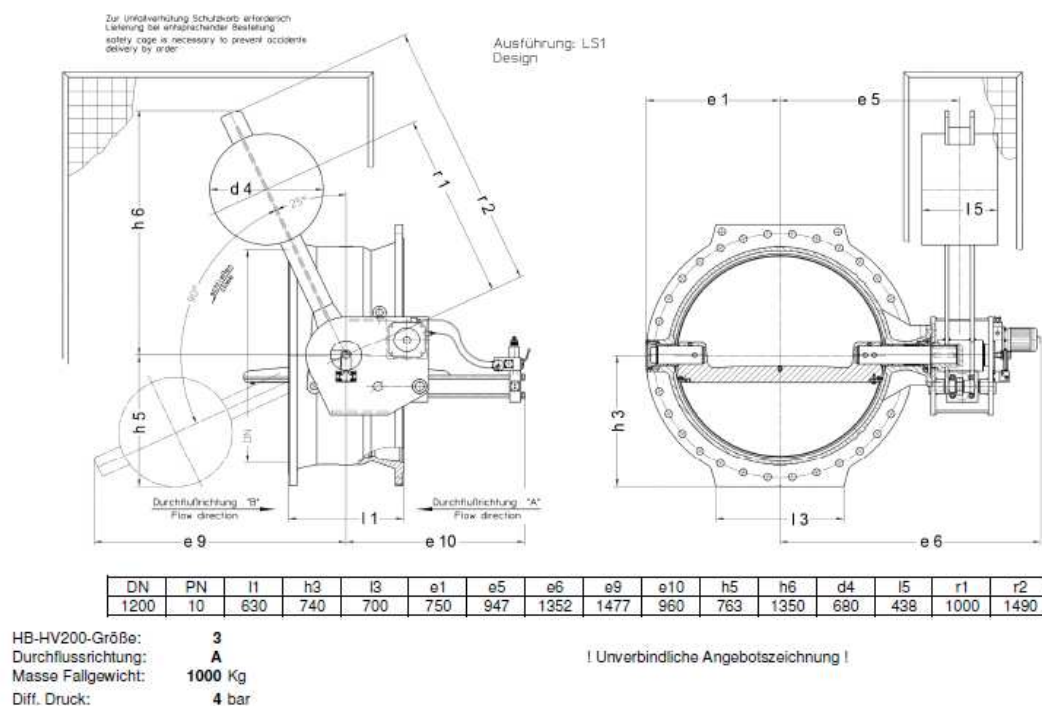
w - średnia prędkość przepływu medium w (m/s) za przeszkodą,

g - grawitacja 9.81 m/s^2 .

Dokładne obliczenie strat przy przepływie przez te urządzenia napotyka na duże trudności, dlatego też z reguły określenia wartości dokonuje się na drodze doświadczalnej. Współczynnik ζ odniesiony jest do prędkości za przeszkodą.



Rys 1 – Wielokłapowy zawór zwrotny o współczynniku $\zeta = 3$



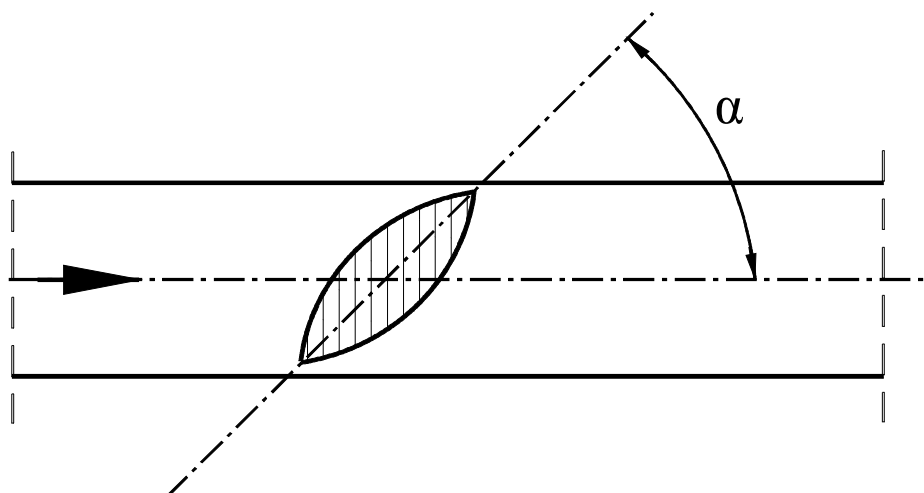
Rys. nr 2. Przepustnica zaporowo zwrotna EKN DN 1200 z napędem elektrohydraulicznym HB-HV o współczynniku strat miejscowym $\zeta = 0.55$

Przepustnica

Współczynnik strat ζ dla przepływu przez przepustnicę (rys. 2) zależy od otwarcia przepustnicy, które określa się podając kąt α . Wartości tego współczynnika $\zeta = f(\alpha^0)$ podane zostały w tabeli niżej.

Tabela 2.4. Wartości współczynnika ζ dla przepustnicy z tarczą sferyczną rys. 2

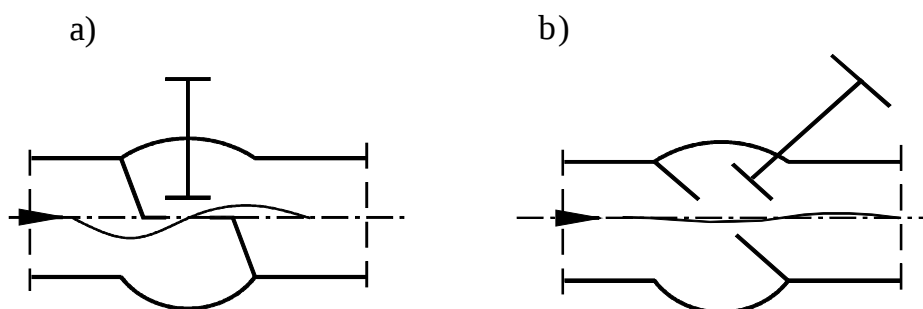
α^0	0	5	10	15	20	30	40	50	60	70
ζ	0,05	0,24	0,52	0,90	1,54	3,91	10,8	32,6	118	751



Rys. 2.1. Przepustnica.

Zawór

Wartości współczynnika ζ zależą od konstrukcji zaworu. Przykładowo: przy pełnym otwarciu zaworu pokazanego na rys. 3.a przyjmujemy $\zeta = 3 \div 5,5$, dla zaworu przedstawionego na rys. 3b $\zeta = 1,4 \div 1,85$



Rys. 3. Rodzaje zaworów: a) prosty, b) skośny

Jak widzimy powyżej, dobór odpowiedniej armatury o niskim współczynniku strat miejscowych ma znaczny wpływ na sprawność układu pompowego a tym samym poprawia efektywność energetyczną pompowni.

Możliwość wydatnego zmniejszenia zużycia energii elektrycznej na potrzeby własne przez różne działania modernizacyjne należy poprzedzić pomiarami jak i przeprowadzić (w przypadku chęci pozyskania białych certyfikatów) audyt energetyczny modernizowanej (remontowanej) instalacji pompowej.

Zasób energii dostępnej do łatwego wykorzystania przez poprawę efektywności energetycznej instalacji pompowych w energetyce ciepłej, szacuje się na 1,5-2,5 TWh/rok. Do dziś jednak działania takie wykonywane są w bardzo ograniczonym zakresie, znajdując się na marginesie zainteresowań. A przecież zmniejszenie zużycia energii na potrzeby własne, to więcej energii do sprzedania i większy zysk dla jej wytwórcy.

Główne zabiegi modernizacyjne, skutkujące poprawą sprawności η_c pompowania cieczy w poszczególnych instalacjach, to:

- **zmiana struktury pompowej – wymiana przestarzałej armatury o wysokim współczynniku strat lokalnych na nowoczesną tj. klap zaporowo zwrotnych typu EKN z napędami elektrohydraulicznym,**
- poprawa dopasowania parametrowego pomp do wymagań instalacji,
- zmiana sposobu regulacji wydajności pomp z dławieniowej na inną, bardziej energooszczędną; w przypadku tradycyjnej realizacji zmian prędkości obrotowej - zastąpienie sprzęgła hydrokinetycznego przetwornicą częstotliwości,
- modernizacja pomp w zakresie uszczelnień wewnętrznych i zewnętrznych,
- zmiana miejsca poboru wody z pomp zasilających na wtryski regulacyjne do przegrzewaczy pary,
- wprowadzenie regulacji pomp śmigłowych wody chłodzącej przez zmianę kąta ustawienia łopatek wirnika,
- wprowadzenie komputerowej regulacji pracy grupy kilku zespołów pomp sieciowych oraz pomp wody chłodzącej.

Ze względu na obszerność ww. zagadnień opiszemy pierwszy punkt, który to wydaje się technicznie nieskomplikowany i posiada szybką stopę zwrotu nakładów inwestycyjnych

Dokonanie zabiegów modernizacyjnych, których wynikiem ma być uzyskanie oszczędności energii, wymaga starannego przygotowania. Każdą decyzję dotyczącą modernizacji całego obiektu pompowego lub jego części, powinno poprzedzać rozpoznanie sytuacji, polegające na wykonaniu:

- pomiarów identyfikacyjnych pomp oraz instalacji (pomiaru strat ciśnienia na armaturze),
- oceny stanu technicznego i sprawności zespołów pompowych oraz całej instalacji,
- analizy możliwości poprawy sytuacji i opracowaniu wariantowych propozycji zmian,
- oszacowania przewidywanych oszczędności energii i wyznaczenia okresu zwrotu kosztów.

Identyfikację formalną pomp i rurociągów oraz armatury musi poprzedzić:

1. Ustalenie parametrów znamionowych pomp i silników
2. Ustalenie granicznych parametrów pracy pomp wg danych od wytwórcy/dostawcy
3. Inwentaryzacja poszczególnych elementów układu rurociągów i armatury
4. Zgromadzenie danych statystycznych dotyczących obiektu (zmienność wydajności Q_s i ciśnień Δp_s w czasie T_a eksploatacji w ciągu roku).

Identyfikacja geometryczna instalacji powinna obejmować ustalenie długości i średnic wewnętrznych poszczególnych elementów rurociągów, liczby, rodzaju i usytuowania oporów wewnętrznych (kolana, trójniki, zwężki, zasuw, przepustnice, klapy zwrotne filtry itp.) oraz – w miarę możliwości – wartości lokalnych współczynników ζ i strat hydraulicznych (dla zaworów mogą to być także wartości współczynników K_v , podawanych dość często obecnie w katalogach). Mając K_v można oszacować ζ z zależności $\zeta \cong 16 d^4 / K_v$. Informacje te są niezbędne do obliczeniowego oszacowania charakterystyki hydraulicznej poszczególnych fragmentów instalacji, zaś konieczność ich zebrania wynika z faktu, iż często spotyka się rozbieżności pomiędzy rzeczywistym układem rurociągów i armatury, a układem wynikającym z dokumentacji projektowej.

Pomiary rzeczywistych charakterystyk rurociągów i strat miejscowych armatury są konieczne ze względu na:

- postępującą zmianę ich oporów przepływu z powodu korozji, nawarstwiania się osadów itp.,
- złożoną konfigurację przestrzenną rurociągów oraz brak dostatecznie dokładnych wartości współczynników strat hydraulicznych dla poszczególnych elementów, co utrudnia wystarczająco dokładne wyznaczenie charakterystyk na drodze obliczeniowej,
- wspomniane wyżej, zaś często spotykane, rozbieżności pomiędzy rzeczywistym układem rurociągów a układem wynikającym z dokumentacji projektowej obiektu pompowego.

Pomiary identyfikacyjne:

Pomiary identyfikacyjne powinny przebiegać według poniższego przepisu:

1. Ustalenie zakresu pomiarów oraz miejsc (punktów) pomiarowych
2. Sprawdzenie oraz wzorcowanie i uzupełnienie aparatury pomiarowej
3. Wykonanie pomiarów identyfikacyjnych
4. Opracowanie wyników pomiarów w formie charakterystyk
5. Analiza wyników pomiarów i oszacowanie niepewności pomiarów

Analiza powinna polegać na porównaniu zmierzonych i obliczeniowych wartości spadków ciśnień $\Delta p_i(\Delta h_i)$ w poszczególnych odcinkach rurociągów i ustaleniu przyczyn powiększenia wartości Δh_i (zbyt mała średnica wewnętrzna rur, nadmierna chropowatość powierzchni, zawory zwrotne wielokłapowe starej konstrukcji o zbyt dużych nominalnych oporach przepływu, niestaranny montaż uszczelek w połączeniach kołnierzowych, znacznie powiększone opory przepływu przez niewłaściwie konserwowane wymienniki itp.). Ważnym elementem analizy jest sprawdzenie, czy nadmierny spadek Δh w którymś z rurociągów nie jest spowodowany dławieniem przepływu w zaworze przeciwwrotnym niecałkowicie otwartym we wszystkich stanach pracy instalacji (częsty przypadek zawieszania się kłap przeciw zwrotnych w starszych układach pompowych).

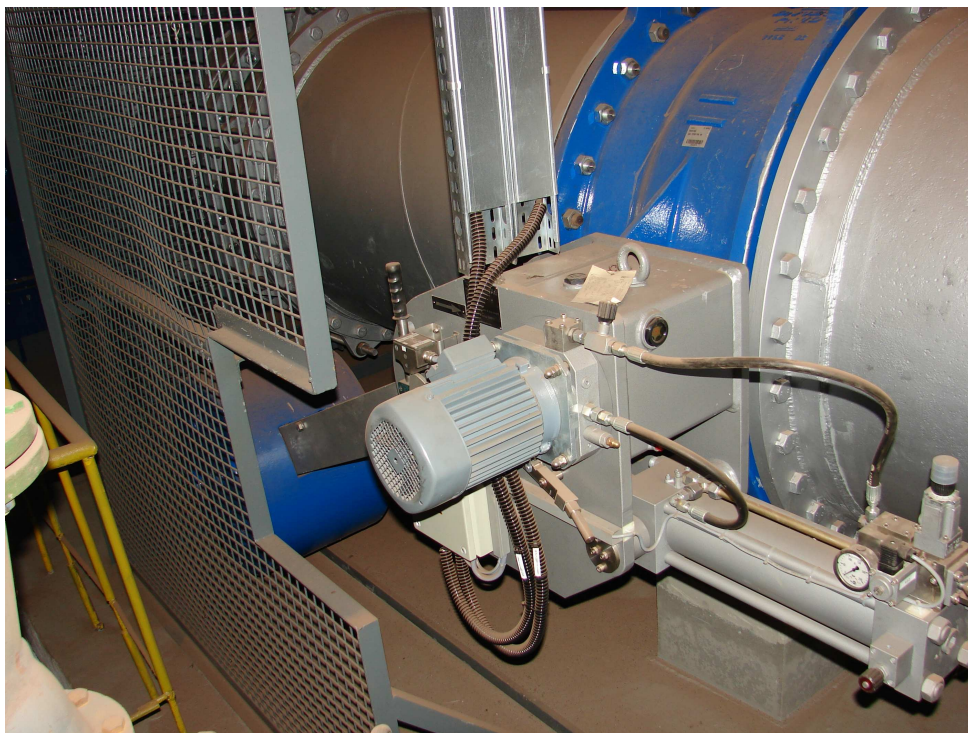
Dobrym przykładem modernizacji pompowni wody chłodzącej może pochwalić się Elektrownia Konin, gdzie dla boku biomasowego wydzielono układ dwóch pomp wody chłodzącej, który został zmodernizowany. Modernizacja obejmowała między innymi wymianę pomp oraz przestarzałej armatury, w tym zastąpiono wielokłapowe zawory zwrotne DN1200 wraz z zasuwami DN1200 o wysokich współczynnikach strat miejscowym (zdjęcie nr 1) na przepustnicy VAG EKN DN 1200 z napędami elektro-hydraulicznymi HB-HV, które to pełnią funkcję odcinającą (w klasie szczelności A – 100% szczelne) oraz funkcję zabezpieczenia pomp przed zwrotnym przepływem wody chłodzącej (jako kłapa przeciwwrotna). Możliwość połączenia tych dwóch funkcji w jednej armaturze pozwala na uproszczenie instalacji rurociągów tłocznych (zmniejszenie ryzyka awarii armatury oraz gabarytów instalacji) oraz przede wszystkim zmniejszenie współczynnika strat lokalnych nawet o 80% z $\zeta \cong 3$ na $\zeta \cong 0,55$. (zdjęcie nr 2 i 3 oraz Rys. nr 2). Modernizacji poddano również rurociągi oraz armaturę odcinającą na ssaniu. Zastąpiono stare zasuwki DN1400 nowymi zasuwkami nożowymi VAG ZETA DN 1400 z napędem elektrycznym.



Zdjęcie nr 1. Armatura na rurociągu tłocznym przed modernizacją
Pompowni Centralnej ZE PAK - El Konin



Zdjęcie nr 2. Armatura po modernizacji EKN DN 1200 z HB-HV
Pompowni Centralnej ZE PAK - El Konin



Zdjęcie nr 3. Przepustnica zaporowo zwrotna VAG EKN DN 1200 z napędem elektrohydraulicznym HB-HV ($\zeta \cong 0,55$). Pompownia Centralnej ZE PAK - El Konin



Zdjęcie nr 4. Kłapa zaporowo zwrotna VAG EKN DN 2800 z napędem elektrohydraulicznym HB-HV ($\zeta \cong 0,55$)
Blok energetyczny 900 MW - Niemcy

Aby zobrazować wymierne korzyści ekonomiczne w zakresie wymiany przestarzałych kłap zwrotnych i armatury na tłoczeniu autor posłużył się w dalszej części opracowania wyliczeniem oszczędności modernizacji jednego układu pompowego dla bloku 200 MW z otwartym układem wody chłodzącej.

Dla wyliczenia przyjęto założenia:

$Q = 27\,000\text{ m}^3/\text{h}$ – wydajność,

DN 1800 – średnica nominalna rurociągu i armatury po stronie tłocznej,

$\eta = 0,65$ – sprawność pompy,

$\zeta = 0,55$ – współczynnik strat miejscowych dla EKN DN 1800 HB-HV,

$\zeta = 2,7$ – współczynnik strat miejscowych dla zaworu wielokłapowego DN 1800,

$h = 24\text{ h/d}$ – czas pracy na dobę,

$H_R = 300\text{ d}$ - ilość dni pracy w roku,

$1\text{ MWh} = 200\text{ PLN}$ – średni koszt MWh.

Opracowano arkusz kalkulacyjny pozwalający na wyliczenie lub symulację oszczędności dla różnych warunków. Dla założeń powyższych oszczędności w skali roku przekraczają wartość 150 tys. PLN (arkusz wyliczeń nr 1) dla jednej pompy w zakresie wymiany przestarzałej armatury (zaworu wielokłapowego) na kłapy zaporowo – przeciwwrotne VAG EKN DN 1800 z napędem elektro-hydraulicznym.

BILANS ENERGETYCZNY DLA MODERNIZOWANEJ PRZEPOMPOWNI



Porównanie strat hydraulicznych i konsumpcji energii elektrycznej dla układów popowych z zabudowanymi EKN HB-HV i układów konwencjonalnych - samoczynna kłapa zwrotna i odcięcie

[Wpisywane wartości na niebiesko](#)

Nazwa Wartości	Jednostki	EKN HB-HV	Kłapa zwrotna i zasuwa.
Przepływ	m3/s	7,5	7,5
	m3/h	27000	27000
	MLD	648	648
	L/s	7500	7500
Średnica Nominalna	mm	1800	1800
	m	1,8	1,8
Gęstość	kg/m3	1000	1000
Grawitacja	m2/s	9,81	9,81
Sprawność pompy		0,65	0,65
Zeta armatury		0,55	2,7
Wyliczenie strat wysokości podnoszenia przy znanym ZETA			
Prędkość przepływu	m/s	2,947	2,947
Strata ciśnienia	m	0,244	1,195
Obliczenie mocy: $Moc = grawitacja * Q * H * gęstość / Wydajność$			
Moc hydrauliczna	kw	17,916	87,952
Moc na wale**	kw	27,563	135,311
Ilość pracy godz. w dniu	h	24	24
Ilość pracy dni w roku	d	300	300
Zużycie mocy elek.	kWh/d	661,522	3247,474
	kWh/rok	198456,734	974242,150
Obliczenie kosztów/oszczędności			
Koszt energii	PLN/kWh	0,2	0,2
Konsumpcja roczna	PLN/rok	39 691,35	194 848,43
Oszczędności	PLN/rok	-155 157,08	

Arkusz wyliczeń nr 1: oszczędności na potrzebach własnych dla 1 pompy wody chłodzącej bloku 200 MW.

Korzyści ekonomiczne dla tego przykładu mogą być bardziej spektakularne.

Wiele polskich elektrowni zawodowych i elektrociepłowni boryka się z problemem konieczności obniżania mocy bloków ze względu na małą wydajność układów wody chłodzącej - szczególnie latem. W elektrowni parowej pompy wody chłodzącej pracują w obiegu chłodzenia skraplacza turbiny, którego zadaniem jest obniżenie temperatury kondensatu, co sprzyja uzyskaniu wyższej wartości podciśnienia za turbiną, dzięki czemu wzrasta sprawność całkowita obiegu cieplnego.

Uzysk ten znacznie może przewyższyć oszczędności wykazane w arkuszu nr 1 biorąc pod uwagę, że tylko dla wymiany przestarzałej armatury na tłoczeniu zastępując ją przepustnicą zaporową zwrotną VAG EKN z napędem HB-HV zyskujemy na wysokości podnoszenia ok. 1m słupa H₂O.

Pytanie będące tytułem niniejszego artykułu „Modernizacja pompowni w energetyce – konieczność czy zdrowy rozsądek?” staje się pytaniem, na które wielu inwestorów musi znaleźć odpowiedź. Straty niepotrzebne, których skutkiem jest nadmierna energochłonność transportu cieczy czy też zmniejszenie sprawności bloków energetycznych, nie są eliminowane często z powodu braku możliwości sfinansowania kompleksowych działań modernizacyjnych. Wydaje się, iż na obecną chwilę pomocne mogą być działania związane z pozyskiwaniem białych certyfikatów, które będą bonifikatą dla przedsiębiorstw chcących remontować czy też modernizować układy pompowe w energetyce i przemyśle.

Literatura:

1. Lichota J., *Nośniki energii na świecie, Stan, Przyszłość, Rynek Ciepła 2009, Materiały i studia*, Lublin, Wyd. Kaprint. Bartosik M., XXIV Kongres Techników Polskich, *Strategie rozwojowe dla Polski, Innowacyjność, energetyka, transport*, Zgrom. Ogólne Akad. Inż. w Polsce, Warszawa 22.03.2011.
2. Człowiek-Energia-Środowisko. *Strategiczne dylematy bezpieczeństwa energetycznego*, Materiały XXIV Kongresu Techników Polskich, Łódź 24-25.05.2011.
3. Jędrał W., *Efektywność energetyczna jako ważny zasób energetyczny - porównanie z wybranymi źródłami energii*. „Rynek Energii” 2011, nr 4.
4. Jędrał W., *Porównanie kosztów wykorzystania zasobów efektywności energetycznej w elektrowniach, elektrociepłowniach i ciepłowniach z kosztami budowy nowych źródeł energii (w jęz. ang.)*, Journal of Power Technologies (w druku).
5. Surówka J., *Audyty energetyczne w zakładach przemysłowych*, XVIII Spotkanie Zespołu Merytorycznego Forum Energia-Efekt-Środowisko, Warszawa, marzec 2011, NFOŚiGW.
6. Marczewski B. *Regulacja pomp wody chłodzącej jako warunek ekonomicznej pracy turbiny* „Pompy Pompownie”, 2002, nr 2, s.18.
7. Jędrał W., *Ocena instalacji pompowych w krajowej energetyce ciepłej*. „Archiwum Energetyki”, t. XXXII, 2003, nr3-4, s. 115-128.
8. Jędrał W., *Kierunki modernizacji układów pompowych w energetyce ciepłej*, „Prace Naukowe Politechniki Warszawskiej. Mechanika”, 2003 nr202, s. 63-74.
9. Jędrał W., *Perspektywy modernizacji pomp i instalacji pompowych w energetyce ciepłej*, „Archiwum Energetyki”, t. XXXV, 2006, nr 1 s.3-23.
10. Jędrał W., *Efektywność energetyczna pomp i instalacji pompowych*, Warszawa, 2007, Krajowa Agencja Poszanowania Energii; (dostępna także w Internecie: www.centrum.pemp.pl/dokumenty/bibliteka).