

Efektywność energetyczna urządzeń potrzeb własnych elektrowni

Streszczenie. W artykule przedstawiono wybrane aspekty formalno-prawne wykonywania audytu efektywności energetycznej przedsiębiorstwa. Podano sposób obliczania wskaźników efektywności. Na przykładzie dużej elektrowni zawodowej pokazano sposób oraz przykładowe wyniki analizy energetycznej układu napędowego dużego odbiornika w układzie potrzeb własnych. W szczególności opisano wpływ sposobu regulacji wydajności na wskaźniki efektywności.

Abstract. The article presents selected formal and legal aspects of performing an energy efficiency audit of an enterprise. The method of calculating the efficiency indicators is given. The example of a large utility power plant shows the method and exemplary results of the energy analysis of the drive system of a large receiver in the auxiliary system. In particular, the impact of the method of capacity control on the energy indicators is described. (*Energy efficiency of power plant auxiliaries*).

Słowa kluczowe: efektywność energetyczna, audyt energetyczny, potrzeby własne elektrowni, regulacja wydajności.

Keywords: energy efficiency, energy audit, power plant auxiliaries, capacity control.

Wstęp

Jednym z celów tzw. pakietu klimatyczno-energetycznego „3x20%” realizowanego w Unii Europejskiej od 2009 roku,¹ było osiągnięcie poprawy efektywności energetycznej w UE o 20% do 2020 roku. Na dzisiaj (połowa 2021 r.) obowiązują w UE ramy polityki energetyczno-klimatycznej do 2030 roku, które zakładają m.in. dalszy wzrost efektywności energetycznej do 32,5% w 2030 roku.²

W Polsce ramy polityki energetyczno-klimatycznej wyznaczają obecnie: Polityka energetyczna Polski do 2040 r. (PEP) oraz Krajowy plan na rzecz energii i klimatu na lata 2021-2030 (KPEiK). Według KPEiK, do roku 2030 powinniśmy osiągnąć wzrost efektywności energetycznej na poziomie 23 % w odniesieniu do zużycia energii pierwotnej w porównaniu do prognozy PRIMES 2007.³

Osiąganiu tych celów sprzyja obowiązująca obecnie Ustawa o efektywności energetycznej, która weszła w życie 1 października 2016 roku [1]. Zastąpiła poprzednią ustawę uchwaloną 5 lat wcześniej. Ta zmiana wynikała przede wszystkim z potrzeby dostosowania polskiej gospodarki w zakresie wskaźników energochłonności do najbardziej efektywnych gospodarek państw członkowskich Unii Europejskiej. Ustawa [1] jest zgodna z dyrektywą 2012/27/UE w sprawie efektywności energetycznej [2]. Jednym z ważniejszych narzędzi tej ustawy, stymulujących oszczędzanie energii w gospodarce, jest zapis o obowiązkowym audycie efektywności energetycznej dla dużych przedsiębiorstw.

Audyt energetyczny dużych przedsiębiorstw

Audyt przeprowadzany jest raz na cztery lata; pierwsze takie audyty były wykonane i przedstawione prezesowi URE we wrześniu 2017 roku.

¹ Pakiet obejmuje szereg dyrektyw UE uchwalonych od 2009 roku.

² Cel ten wynika bezpośrednio z nowelizacji dyrektywy [3] w 2018 roku.

³ Zgodnie z wartościami odniesienia dla Polski zawartymi w prognozie wykonanej dla Komisji Europejskiej (PRIMES – Baseline2007), zużycie energii pierwotnej prognozowane jest na poziomie 118,6 Mtoe w 2030 r. Wg danych GUS zużycie energii pierwotnej w 2018 roku wynosiło ok. 101 Mtoe. Aby osiągnąć zakładany cel, zużycie w roku 2030 powinno być na poziomie 91,3 Mtoe.

Audyt przedsiębiorstwa musi być wykonany przez podmiot niezależny, mający odpowiednią wiedzę i doświadczenie zawodowe w tej dziedzinie. Celem audytu jest przeprowadzenie szczegółowych i rzetelnych obliczeń dotyczących proponowanych przedsięwzięć służących poprawie efektywności energetycznej (w szczególności modernizacji) oraz dostarczenie informacji o potencjalnych oszczędnościach energii. Jeżeli przedsiębiorca nie przeprowadzi obowiązkowego audytu, podlega karze pieniężnej do 5% przychodu rocznego. W przypadku dużych przedsiębiorstw energetycznych kary takie mogą być bardzo dotkliwe.

Audyt należy przeprowadzać w oparciu o aktualne i weryfikowalne dane (w tym pomiary) dotyczące zużycia energii. Musi obejmować przynajmniej 90 % energii zużywanej przez przedsiębiorstwo i zawierać szczegółowy przegląd zużycia energii w:

- budynkach,
- instalacjach przemysłowych,
- transporcie.

Problemem może być dostępność danych i pomiarów w instalacjach przemysłowych. W starszych przedsiębiorstwach często nie wykonuje się odpowiednich pomiarów na poszczególnych urządzeniach czy układach technologicznych. Przeprowadzenie dodatkowych pomiarów dla celów audytu jest czasochłonne, drogie, ingeruje w proces technologiczny w sposób nieakceptowalny przez przedsiębiorcę (np. konieczność odstawienia urządzeń lub ich rozebrania). W takim przypadku może to utrudniać szczegółową analizę zużycia energii, a wyniki będą obciążone dużymi błędami.

Kolejnym, ważnym elementem audytu jest przeprowadzenie analiz ekonomicznych dla proponowanych przedsięwzięć modernizacyjnych. Ustawodawca zaleca stosowanie analizy kosztowej cyklu życia budynku lub instalacji przemysłowej (tzw. analiza LLC - Life Cycle Cost). Należy zauważyć, że w przypadku kosztownych inwestycyjnie modernizacji dużych urządzeń (np. duże wentylatory, pompy, silniki, falowniki), taka analiza może być bardzo utrudniona ze względu na trudności w oszacowaniu cen i innych kosztów związanych z eksploatacją instalacji. Ceny urządzeń i usług oraz koszty serwisowania, remontów, napraw są ustalane w toku rozmów biznesowych między kontrahentem a dostawcą, czyli de facto po sporządzeniu audytu.

Ustawodawca, zarówno w samej ustawie, jak przepisach wykonawczych [3], wymienia rodzaje przedsięwzięć służących poprawie efektywności energetycznej, dzieląc je na 6 grup. Preferowane są m.in.: przedsięwzięcia termomodernizacyjne budynków i instalacji, odzysk energii w instalacjach przemysłowych, modernizacja sieci ciepłowniczych i elektrycznych, zastępowanie nieefektywnych lokalnych źródeł ciepła źródłami wykorzystującymi OZE lub wysokosprawną kogenerację. W rozporządzeniu [4] wprost wskazuje się na potrzebę modernizacji i wymiany „układów pompowych i pomp (np. stosowanie pomp o płynnej regulacji obrotów, montaż pomp o wyższej sprawności, stosowanie metod regulacji zwiększających efektywność energetyczną układu)”.

W przypadku konwencjonalnych elektrowni i elektrociepłowni, działania modernizacyjne mogą dotyczyć praktycznie wszystkich wymienionych grup. Biorąc jednak pod uwagę skalę efektów oszczędnościowych, proponowane modernizacje będą dotyczyć najczęściej głównych urządzeń wytwórczych (kotła, turbiny i generatora) oraz układu potrzeb własnych.

Należy zauważyć, że dla starszych, wyeksploatowanych elektrowni i elektrociepłowni kluczowym pytaniem jest: czy będą one mogły pracować dalej (np. ze względów ekologicznych) i czy podejmować należy jakiegokolwiek działania proefektywnościowe. Jednak dla większości obiektów wytwórczych, które utrzymywane są w dobrej kondycji technicznej i spełniają obecne standardy emisji, głównym kierunkiem działań powinny być modernizacje w układzie potrzeb własnych. Są one stosunkowo proste do przeanalizowania pod względem efektów technicznych i ekonomicznych. Poniżej przedstawiono przykład takiej analizy dla układu pompy zasilającej. Zaprezentowane podejście może być również zastosowane do innych urządzeń przepływowych (pompy i wentylatory).

Mienniki efektywności energetycznej urządzeń potrzeb własnych

W analizach układów potrzeb własnych najczęściej operuje się pojęciem zużycia energii na potrzeby własne, zarówno w odniesieniu do całego układu, jak i do pojedynczych urządzeń. Zużycie to wyraża się poprzez tzw. wskaźnik zużycia energii, zdefiniowany jako:

$$(1) \quad \varepsilon = \frac{A_{PW}}{A_{br}}$$

gdzie: A_{PW} – energia (elektryczna) zużyta przez układ (lub urządzenie) potrzeb własnych, A_{br} – energia elektryczna wyprodukowana przez elektrownię (blok energetyczny).

Zarówno Dyrektywa [2], jak i Ustawa [1], posługują się pojęciem efektu użytkowego w sposób bardzo ogólny, definiując ilościowo efektywność energetyczną:

„efektywność energetyczna – stosunek uzyskanej wielkości efektu użytkowego danego obiektu, urządzenia technicznego lub instalacji, w typowych warunkach ich użytkowania lub eksploatacji, do ilości zużycia energii przez ten obiekt, urządzenie techniczne lub instalację, niezbędnej do uzyskania tego efektu”. Przez efekt użytkowy należy tu rozumieć: „efekt uzyskany w wyniku dostarczenia energii do danego obiektu, urządzenia technicznego lub instalacji, w szczególności: wykonanie pracy mechanicznej, zapewnienie komfortu cieplnego, oświetlenie”.

Do celów obliczeniowych wygodnie jest posługiwać się pojęciem wskaźnika efektywności WE . W przypadku urządzeń potrzeb własnych napędzanych silnikami elektrycznymi, „zużycie energii przez obiekt” będzie energią elektryczną zużytą przez te silniki. Zatem wskaźnik WE można wyrazić zależnością:

$$(2) \quad WE = \frac{E_{uz}}{A_{el}}$$

gdzie: E_{uz} – efekt użytkowy, A_{el} – energia elektryczna zużyta przez silniki elektryczne.

O ile energia elektryczna we wzorze (2) jest zdefiniowana jednoznacznie, to w przypadku zdefiniowania efektu użytkowego, takiej jednoznaczności nie ma. Ponieważ większość urządzeń potrzeb własnych stanowią pompy i wentylatory, których zadaniem jest przetłoczenie czynnika o zadanych parametrach jakościowych, to najlepszym miernikiem efektu użytkowego będzie w tym przypadku ilość tego czynnika ($E_{uz}=M$ w [kg] lub [m³]).

Należy zauważyć, że zgodnie z definicją (2), efektywność energetyczną można poprawić albo poprzez zwiększenie efektu użytkowego, albo przez zmniejszenie zużycia energii elektrycznej, ewentualnie, jednocześnie działania tego typu. Działania powodujące zmniejszenie efektu użytkowego (np. ilości przetłaczanego medium) mogą ten wskaźnik pogorszyć, o ile nie będą skorelowane z proporcjonalnym zmniejszeniem zużycia energii elektrycznej. Ma to szczególne znaczenie w przypadku elektrowni, gdy podejmowane są działania modernizacyjne w obrębie układów technologicznych prowadzące do zmniejszenia ilości zużywanego paliwa lub innych mediów (pary, wody, powietrza itp.). Urządzenia potrzeb własnych transportujące te czynniki (pompy, wentylatory) będą wtedy pobierały mniej energii. Jednak względne zmniejszenie obciążenia silników napędowych w istotny sposób zależeć będzie od zastosowanych sposobów regulacji wydajności urządzeń.

Przykładowa analiza efektywności energetycznej pompy zasilającej

Do przeprowadzenia dokładnej analizy zużycia energii przez układ pompy wymagana jest przede wszystkim znajomość charakterystyk pompy (przepływowych i sprawności) i układu (oporów) w całym zakresie zmian wydajności pompy. Ponadto ważne jest dysponowanie charakterystykami sprawności silnika napędowego, sprzęgła, falownika itp. Jeżeli analiza dotyczy modernizacji starego układu pompowego, można wykorzystać pomiary eksploatacyjne wykonywane na obiekcie – najlepiej zbiór pomiarów obejmujący cały rok. W dużych elektrowniach takie pomiary są na ogół zbierane i archiwizowane w systemach DCS. Problemem może być jednak dokładność i kompletność tych danych, ale na ogół do tego typu analiz są one wystarczające. O ile charakterystyki układu pompowego są dostępne (DTR lub sprawozdania z pomiarów firm zewnętrznych), to informacje dotyczące charakterystyk sprawności konkretnych silników, falowników czy sprzęgieł hydrokinetycznych są często niedostępne. Można opierać się wtedy na źródłach literaturowych i przeskalowywać dostępne tam zależności teoretyczne do potrzeb konkretnej analizy.

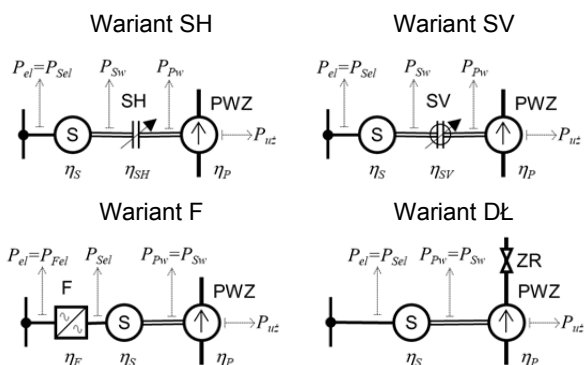
Przedstawiona poniżej analiza dotyczy zastosowania różnych sposobów regulacji wydajności w odniesieniu do pompy wody zasilającej konwencjonalnego referencyjnego bloku energetycznego o mocy 900 MW. Przyjęto, że pompa napędzana jest przez silnik klatkowy indukcyjny, zasilany z rozdzielnic potrzeb własnych bloku.

Rozważania mają charakter uniwersalny, w podobny sposób można analizować układy pompowe na mniejszych obiektach. Ponieważ rozpatrywano blok nowy, w analizach nie uwzględniono wymiany pompy oraz silnika. W przypadku bloków starszych, należałoby uwzględnić wymianę tych urządzeń na bardziej sprawne. Różnica w sprawności na korzyść nowych konstrukcji jest istotna, co potwierdzają opisane w literaturze doświadczenia eksploatacyjne [4], [7].

Rozpatrzono 4 warianty regulacji wydajności pompy zasilającej:

- zastosowanie standardowego sprzęgła hydrokinetycznego z przekładnią zwiększającą obroty silnika indukcyjnego (wariant SH)
- zastosowanie nowoczesnego sprzęgła hydrokinetycznego z przekładnią planetarną (Vorecon firmy Voith) (wariant SV);
- zastosowanie przetwornicy częstotliwości (falownika) do zasilania i zmiany prędkości obrotowej silnika indukcyjnego (wariant F);
- zastosowanie zaworu dławiącego przepływ pompy (wariant DŁ).

Na rysunku 1. pokazano schematycznie układy napędowe pompy dla każdego z wariantów. Zaznaczono i objaśniono strumienie energii (obciążenia) oraz sprawności, które wykorzystywane były w obliczeniach.

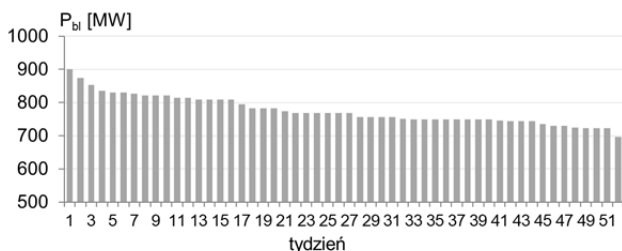


Rys. 1. Układy pracy pompy zasilającej (PWZ) w różnych wariantach regulacji wydajności
Oznaczenia urządzeń: S - silnik indukcyjny klatkowy, SH – sprzęgło hydrokinetyczne standardowe, SV – sprzęgło hydrokinetyczne planetarne (Vorecon); F – przetwornica częstotliwości (falownik); ZR – zawór dławiący;

Na rysunku 1. oznaczono następujące wielkości fizyczne: P_{el} – całkowita moc elektryczna pobierana przez układ napędowy pompy, P_{Sel} , P_{Fel} – moce elektryczne na zaciskach silnika i falownika; P_{Sw} , P_{Pw} – moce mechaniczne na wale silnika i pompy; P_{uz} – moc użyteczna pompy; η_S , η_P , η_{SH} , η_{SV} , η_F – sprawności: silnika, pompy, sprzęgła SH, sprzęgła SV, przetwornicy częstotliwości.

Założenia do obliczeń

Przyjęto, że rozpatrywany blok energetyczny pracuje w podstawie systemu elektroenergetycznego, zatem zmiany jego mocy są stosunkowo niewielkie: maksymalne obciążenie w ciągu roku jest równe obciążeniu znamionowemu: $P_{bl_max} = P_{bl_N} = 900$ MW, natomiast minimalne wynosi ok. 77% obciążenia znamionowego: $P_{bl_min} = 697$ MW. Uporządkowany wykres obciążeń bloku (uśredniony za okresy tygodniowe), przedstawiony na rysunku 2., stanowi podstawę do dalszych obliczeń.

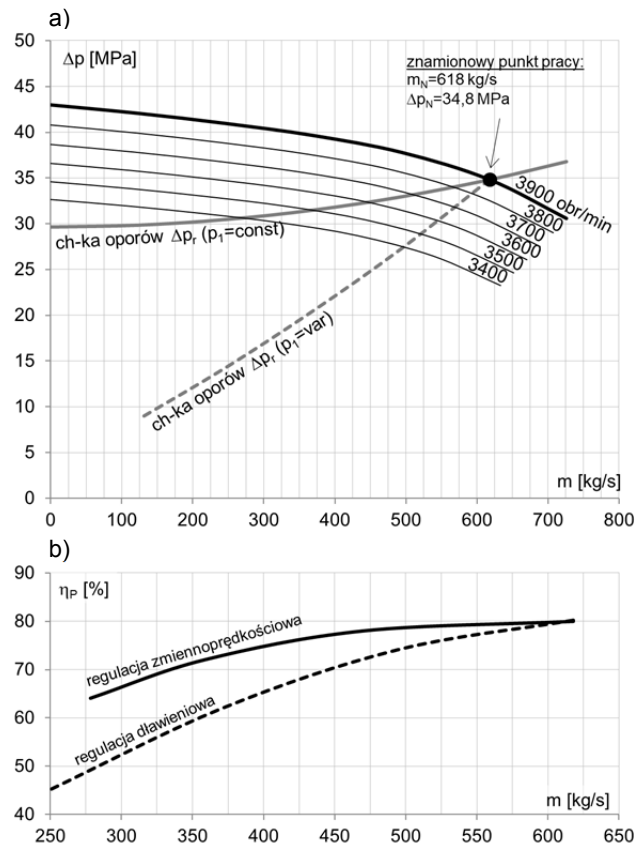


Rys. 2. Uporządkowany wykres obciążeń bloku energetycznego przyjęty do obliczeń

Do analizy przyjęto wysokociśnieniową pompę wirową odśrodkową współpracującą z rurociągiem wody zasilającej kocioł i z układem kocioł – turbina. Rozpatrzono dwa warianty pracy pompy:

- przy stałym ciśnieniu pary do turbiny oraz
- z tzw. ciśnieniem poślizgowym (pełny poślizg w całym zakresie zmian obciążenia).

Na rysunku 3. przedstawiono charakterystyki pompy: przepływowe oraz sprawności. Opracowano je na podstawie udostępnionej dokumentacji oraz wykorzystując teorię podobieństwa [5].



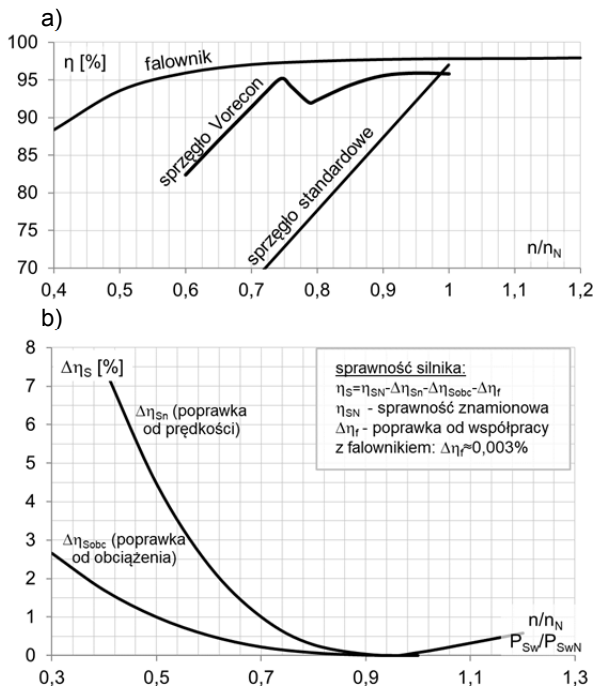
Rys. 3. a) Charakterystyki pompy wody zasilającej oraz oporów układu dla stałego ciśnienia pary ($p_1 = \text{const}$) oraz ciśnienia poślizgowego ($p_1 = \text{var}$); b) sprawność pompy przy różnych regulacjach wydajności.

Rozpatrzono silniki elektryczne wysokonapięciowe nowej generacji: o wysokiej sprawności w szerokim zakresie obciążenia. Uwzględniono – w postaci poprawek procentowych odejmowanych od sprawności znamionowej – wpływ zmiennego obciążenia mechanicznego na wale, wpływ zmiennej prędkości obrotowej wirnika oraz współpracę z falownikiem po stronie elektrycznej. [6]

W przypadku standardowego sprzęgła hydrokinetycznego uwzględniono powszechnie stosowaną proporcjonalną zależność sprawności od prędkości na wale napędowym, natomiast dla sprzęgła z przekładnią planetarną (Vorecon) przyjęto korzystniejszą – bardziej płaską charakterystykę sprawności – opracowaną na podstawie materiałów firmy Voith.

Dla falownika założono charakterystykę sprawności w oparciu o materiały firm produkujących nowoczesne i wysokosprawne przetwornice wysokich mocy.

Na rysunku 4. przedstawiono charakterystyki i sposób obliczania elementów układu napędowego pompy.



Rys. 4. a) Zmiany sprawności falownika i sprzężeń w zależności od względnej prędkości obrotowej; b) sprawność silnika elektrycznego w zależności od względnego obciążenia na wale i względnej prędkości obrotowej

Wyniki obliczeń

W oparciu o sformułowane w poprzednim punkcie założenia, opracowano model matematyczny układu napędowego pompy zasilającej. Wykorzystano aproksymację wielomianową charakterystyk przedstawionych w poprzednim podpunkcie. Następnie obliczono, dla każdego z czterech rozpatrywanych wariantów regulacji wydajności, rozkłady obciążeń układu napędowego pompy (pobór mocy P_{el} na rys. 1.) oraz skumulowane roczne wskaźniki efektywności. Pobór mocy dla danego wariantu obliczano zgodnie ze wzorem:

$$(3) \quad P_{el} = \frac{P_{uz}(P_{bl})}{\eta_{UN}}$$

gdzie: P_{uz} - moc użyteczna pompy, (przyrost strumienia energii wody) obliczana jako iloczyn przyrostu ciśnienia Δp [Pa] i strumienia objętości V [m³/s]:

$$(4) \quad P_{uz} = \Delta p \cdot \dot{V};$$

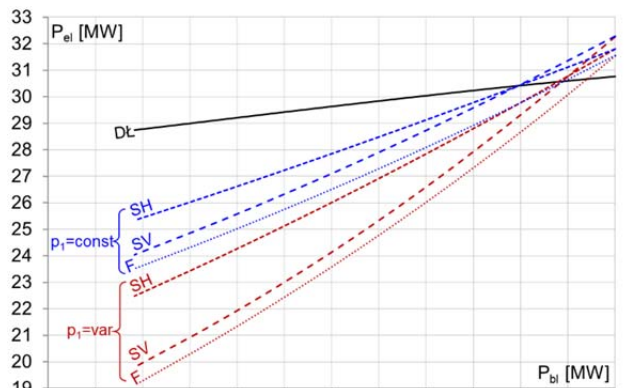
η_{UN} - sprawność wypadkowa układu napędowego, w zależności od wariantu regulacji, określana jako iloczyn sprawności poszczególnych elementów układu napędowego (zgodnie z rys. 1.).

Skumulowane wskaźniki efektywności energetycznej obliczono w oparciu o roczne zużycia energii przez układy napędowe:

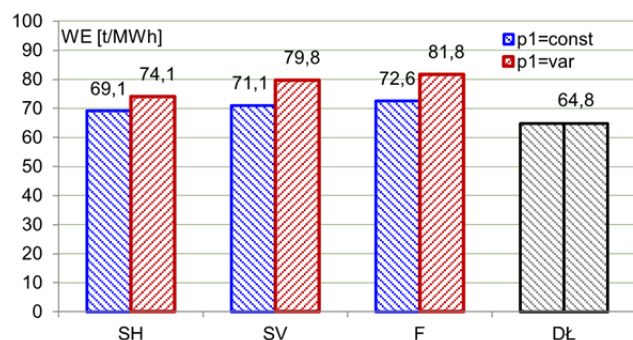
$$(5) \quad WE = \frac{M^r}{A^r},$$

gdzie: M^r - ilość przetłoczonej wody zasilającej w ciągu roku, w [t]; A^r - roczne zużycie energii przez pompę, w [MWh].

Na rysunku 5. przedstawiono zmienność obciążenia pompy w zależności od obciążenia bloku dla różnych wariantów regulacji i reżimu pracy bloku. Na rysunku 6. przedstawiono porównanie rocznych wskaźników efektywności energetycznej.

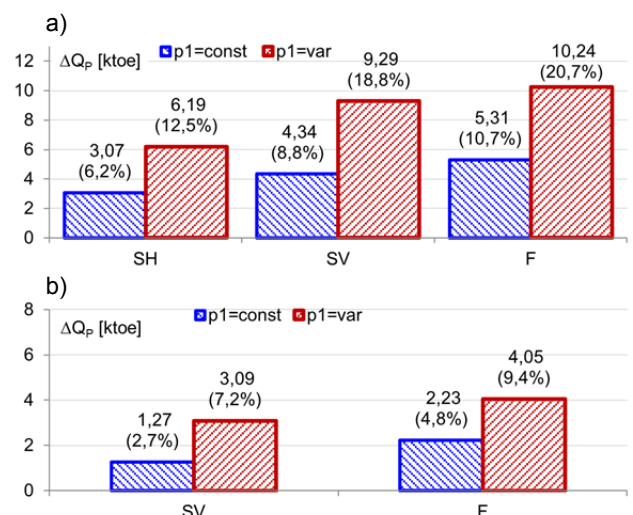


Rys. 5. Porównanie zmienności obciążeń elektrycznych dla różnych układów napędowych pompy wody zasilającej



Rys. 6. Porównanie rocznych wskaźników efektywności energetycznej dla różnych wariantów regulacji wydajności pompy wody zasilającej

Ponadto wyliczono roczne oszczędności energii pierwotnej ΔQ_p dla rozpatrywanych wariantów. Przyjęto, że blok energetyczny jest opalany węglem kamiennym o wartości opałowej 24 MJ/kg, a jego średnia sprawność brutto wynosi 45%. Na rysunku 7.a) pokazano oszczędności w stosunku do regulacji dławieniowej jako wariantu bazowego, a na rysunku 7.b) zestawiono oszczędności w stosunku do wariantu ze sprzęgłem hydrokinetycznym.



Rys. 7. Bezwzględne i względne oszczędności energii pierwotnej w stosunku do regulacji wydajności pompy przez dławienie (a) lub sprzęgło hydrokinetyczne (b).

Podsumowanie i wnioski

Zaprezentowane wyniki analiz i obliczeń pozwalają na sformułowanie następujących wniosków i uwag:

Reżim pracy bloku energetycznego istotnie wpływa na zużycie energii przez pompę zasilającą przy zmiennoprędkościowej regulacji wydajności (rys. 3.a, rys. 5.). Płaska charakterystyka oporów układu przy stałym ciśnieniu pary za kotłem ($p_1 = \text{const}$) powoduje znacznie większe zużycie energii przez pompę w porównaniu z bardziej stromą charakterystyką oporów dla ciśnienia poślizgowego ($p_1 = \text{var}$). Te różnice widoczne są we wszystkich analizach – zawsze na korzyść układu z ciśnieniem poślizgowym. Przy minimalnym obciążeniu rozpatrywanego bloku (ok. 77%), względne zmniejszenie obciążenia silnika pompy przy przejściu z ciśnienia stałego na poślizgowe wynosi ok. 11%.

W praktyce, wiele dużych układów blokowych (kocioł – turbospół) w elektrowniach pracuje w reżimie mieszanym: przy wysokich obciążeniach ciśnienie jest stałe, a przy mniejszych - zmienne. Reżim pracy na ogół zależy od innych czynników (zewnętrznych) i jego zmiana nie jest narządkiem do poprawy efektywności energetycznej.

W przypadku pompy wody zasilającej, podobnie jak innych dużych urządzeń potrzeb własnych, obciążenie układu napędowego jest w przybliżeniu wprost proporcjonalne do obciążenia bloku (turbozespołu). Zatem stopień oszczędności energii (w bilansie rocznym), dla różnych wariantów regulacji wydajności, zależy w największym stopniu od tej zmienności. Im większe niedociążenie, tym bardziej opłaca się stosować zaawansowane, zmiennoprędkościowe sposoby regulowania wydajności urządzeń.

Przy niedużych zmianach obciążenia (do 95-98% obciążenia znamionowego), najmniej energochłonna jest prosta regulacja przez dławienie. (rys. 5.) Przy schodzeniu z obciążeniem poniżej tych wartości, lepsze efekty dają regulacje zmiennoprędkościowe. Wpływ na ten efekt mają dodatkowo straty energii w urządzeniach regulacyjnych (sprzęgłach hydrokinetycznych i falowniku), które do pewnego momentu przewyższają straty energii w pompie na pokonanie oporów dławienia przepływu.

Przy coraz niższych obciążeniach bloku wyraźnie widać mniejszą energochłonność regulacji zmiennoprędkościowej pompy w stosunku do regulacji dławieniowej. Różnice te są znacznie większe dla reżimu pracy bloku z ciśnieniem poślizgowym.

Dla obydwu reżimów pracy wyraźnie największe obciążenie jest dla układu napędowego ze zwykłym sprzęgłem hydrokinetycznym. Jest to spowodowane istotnym wpływem prędkości obrotowej na sprawność tego sprzęgła. Biorąc pod uwagę to, że takie rozwiązanie jest często stosowane w elektrowniach, można stwierdzić, że tkwią tutaj duże możliwości poprawy efektywności energetycznej potrzeb własnych.

Stosowanie bardziej zaawansowanych technicznie sposobów regulacji zmiennoprędkościowej, czyli nowoczesnych sprzęgł z przekładniami planetarnymi lub falowników (przetwornic częstotliwości), daje zbliżone efekty energetyczne w całym zakresie zmian obciążenia bloku. Obciążenie w wariacie z falownikiem jest o kilka procent mniejsze w porównaniu z wariantem ze sprzęgłem Vorecon (rys. 5.). Różnica ta jest stosunkowo niewielka (2-

3%), można więc stwierdzić, że o wyborze konkretnego rozwiązania decydować będą głównie koszty zakupu.

Skumulowane roczne wskaźniki dla rozpatrywanych wariantów przy przyjętym grafiku obciążenia bloku, potwierdzają wcześniejsze wnioski: najmniejsze zużycie energii występuje w wariacie z falownikiem (nieco większe występuje dla wariantu ze sprzęgłem Vorecon) (rys. 6.).

Oszczędności energii (wynikające z modernizacji układu napędowego) można rozpatrywać biorąc za wariant odniesienia regulację dławieniową lub ze zwykłym sprzęgłem hydrokinetycznym (Rys. 7.). W pierwszym przypadku oszczędności są znaczne (nawet 20% przy przejściu z prostego dławienia do falownika). W przypadku drugim, częściej występującym w praktyce, oszczędności w paliwie lub w energii pierwotnej (przeliczone na toe) są mniejsze, ale nadal dość istotne (dochodzą do 10% przy wymianie sprzęgła na falownik).

Konwencjonalne bloki energetyczne w krajowym systemie elektroenergetycznym pracują obecnie w dość szerokim zakresie zmian obciążeń. Wpływ na to ma przede wszystkim coraz większy udział OZE w produkcji energii elektrycznej i konieczność odciążania bloków węglowych lub gazowych przy sprzyjającej pogodzie (przede wszystkim przy dobrej wietrzności). W większości przypadków bloki te były projektowane do pracy podstawowej (ze stałym, dużym obciążeniem), a co za tym idzie, urządzenia potrzeb własnych często nie były wyposażane w energooszczędne układy regulacji wydajności. Modernizacja układów napędowych będzie w takim przypadku skutkować istotnymi oszczędnościami energetycznymi. „Głębokość” tych modernizacji zależy w dużym stopniu od przyszłości danego obiektu. Jeżeli są to obiekty z perspektywą przynajmniej kilkunastoletniej pracy, to można rozważać wymianę nawet całego układu, łącznie z silnikiem i pompą lub wentylatorem, z jednoczesnym zastosowaniem falownika.

Autor: dr inż. Tomasz Kotlicki, Politechnika Łódzka, Instytut Elektroenergetyki, ul. Stefanowskiego 20, 90-537 Łódź, E-mail: tomasz.kotlicki@p.lodz.pl.

LITERATURA

- [1] Ustawa z 20 maja 2016 r. o efektywności energetycznej, Dz. U. z 2016 r., poz. 831.
- [2] Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 2012/27/UE z dnia 25 października 2012 r. w sprawie efektywności energetycznej.
- [3] Obwieszczenie Ministra Energii z dnia 23 listopada 2016 r. w sprawie szczegółowego wykazu przedsięwzięć służących poprawie efektywności energetycznej, M.P. z 12.12.2016 r., poz. 1184.
- [4] Bernat M., Remontować czy wymieniać stare silniki elektryczne w przemysłowych napędach dużej i średniej mocy?, Fundacja na Rzecz Efektywnego Wykorzystania Energii, Katowice 2006.
- [5] Stępniewski M., Pompy. WNT, Warszawa 1985.
- [6] Misiewicz W., Misiewicz A., Napędy regulowane w układach pompowych źródeł ciepła, KAPE, Warszawa 2008.
- [7] Kubera T., Szulc Z.: Poprawa efektywności energetycznej układu napędowego pompy wody zasilającej dużej mocy, *Zeszyty Problemowe – Maszyny Elektryczne*, (2007), nr 78.