

- [1] Fortran PowerStation 4.0, 1995. Microsoft Developer Studio, Microsoft Corporation. Ansys Fluent 13.1, Ansys INC.
- [2] Grądziel S., 2012 *Modelowanie zjawisk przepływowo-ciepłnych zachodzących w parowniku kotła z naturalną cyrkulacją*, Wydawnictwo Politechniki Krakowskiej, seria *Mechanika*, Monografia 406, Kraków.
- [3] Zima W., Grądziel S., 2013, *Simulation of transient processes in heating surfaces of power boilers*, LAMBERT Academic Publishing.
- [4] Kitoh K., Koshizuka S., Oka Yo., 1999, *Refinement of transient criteria and safety analysis for a high temperature reactor cooled by supercritical water*, In: Proceedings of the 7th International Conference on Nuclear Engineering (ICONE-7), Tokyo, Japan, 19-23 April, Paper No. 7234.
- [5] Zdaniuk G., Chamra L., Mago P., 2008, *Experimental determination of heat transfer and friction factor in helically-finned tubes*, Experimental Thermal and Fluid Science 32, 761-775.
- [6] Hewitt G. F., 1992, Handbook of heat exchanger design, Begell House, INC., New York.
- [7] Webb R.L., Narayanamurthy R., ThorsP., 2000, Heat transfer and friction characteristics of internal helical-rib roughness, Transactions of the ASME: Journal of Heat Transfer 122, 134-142.
- [8] Majewski K., 2013, Concept of a measurement and test station for determining linear pressure drop and heat transfer coefficient of internally ribbed tubes, Journal of Power Technologies, 93 (5), 340-346.



Wojciech Olszewski, Marek Dzida¹⁾
Politechnika Gdańska

Produkcja energii elektrycznej w ujęciu ekonomicznym

Electric energy production in economic terms

Zmieniające się warunki makrootoczenia, większe wymagania klientów, a także zaostrzająca się konkurencja wymusza na podmiotach gospodarczych podejmowanie systematycznych działań zwiększających efektywność funkcjonowania. Podejmowanie trafnych decyzji bez aktualnie dostępnych i wiarygodnych informacji techniczno-ekonomicznych, jest niewykonalne. Mimo wszystko samo posiadanie tych informacji jest niewystarczającym środkiem, aby dokonać oceny efektywności funkcjonowania przedsiębiorstwa. Rzetelną ocenę można uzyskać po przeprowadzeniu analizy finansowej, wykorzystując informacje techniczno-ekonomiczne.

Od wielu lat poszukuje się rozwiązań układów technicznych elektrowni zwiększających ich sprawność termodynamiczną. W elektrowniach ciepłych opalanych paliwami stałymi i ciekłymi lub gazowymi prawie w 100% w energetyce są to układy z turbinami napędzającymi generatory elektryczne (w przypadku elektrowni o dużych mocach).

Problem dużej ilości substancji szkodliwych emitowanych przez elektrownie klasyczne do atmosfery oraz powstających wielkich hałd gipsów i popiołu przyczynił się do próby znalezienia rozwiązania, które mogłoby temu zapobiec. Ponadto potrzeba zwiększenia sprawności termodynamicznych analizowanych bloków energetycznych, a przy tym również zmniejszenia kosztów wytwarzania energii elektrycznej motywuje, aby rozważyć zastosowanie układów kombinowanych, złożonych z silnika o zapłonie

samoczynnym w połączeniu z obiegiem turbiny parowej. Takie rozwiązanie dzięki posadowieniu na platformie pływającej umożliwi produkcję energii elektrycznej w tzw. systemie rozproszonym.

Energia generowana w systemie rozproszonym, inaczej zwana energetyką rozproszoną, polega na wytwarzaniu energii przez małe jednostki lub obiekty wytwórcze będące przyłączone bezpośrednio do sieci rozdzielczych lub zlokalizowane w sieci elektroenergetycznej odbiorcy. Zazwyczaj produkujące energię elektryczną z odnawialnych lub niekonwencjonalnych źródeł energii, często w skojarzeniu z wytwarzaniem ciepła. Jednym z podstawowych podziałów źródeł energetyki rozproszonej spotykanym w literaturze jest podział ze względu na wartość mocy generowanej. Wyróżniamy:

- małą generację rozproszoną (jednostki o mocach od 1 kW do 5 MW),
- średnią generację rozproszoną (jednostki od 5 MW do 50 MW),
- dużą generację rozproszoną (jednostki o mocach od 50 MW do 150 MW).

Celem artykułu jest przeprowadzenie analizy techniczno-ekonomicznej uwzględniającej analizę kosztów inwestycyjnych oraz eksploatacyjnych elektrowni. Umożliwi to określenie kosztów produkcji jednostkowej mocy elektrycznej elektrowni w zależności od charakteru pracy bloku energetycznego. Ponadto rozważone zostaną korzyści z zastosowania układu kombinowanego oraz zalety pływającej elektrowni morskiej w regionie nadmorskim w aspekcie walorów proekologicznych tej elektrowni.

¹⁾ wojciech.olszewski@pg.gda.pl, dzida@pg.gda.pl

Wybrane zagadnienia analizy ekonomicznej

Prowadzenie przedsiębiorstwa staje się dla ich zarządzających coraz bardziej trudne i skomplikowane, dlatego też powinno być oparte na kompleksowej analizie ekonomicznej. Wśród wielu publikacji ekonomicznych można zetknąć się z różnymi pojęciami analizy ekonomicznej. Analizą ekonomiczną określa się czynności związane z oceną działalności jednostki gospodarczej, zaś ich badanie polega na: podziale zjawisk ekonomicznych i procesów na elementy składowe, określaniu zależności przyczynowo-skutkowych pomiędzy badanymi składnikami, sformułowaniu wniosków uogólniających wynikających z przeprowadzonych ocen porównawczych [2].

Każde przedsiębiorstwo prowadzące działalność gospodarczą dokonuje okresowych analiz, których zadaniem jest sprawdzenie czy wytyczone cele postawione przed organizacją zostały zrealizowane. Dzięki temu przedsiębiorstwo może określić nowe, bardziej sprecyzowane i istotne dla organizacji kierunki rozwoju. Podstawowym narzędziem, którym można posłużyć do weryfikacji uzyskanych wyników jest analiza ekonomiczna. Podział analizy ekonomicznej na obszary działania zaprezentowano na rysunku 1 [7].

Analiza techniczno-ekonomiczna zajmuje się precyzyjnym przedstawieniem sytuacji ekonomicznej w przedsiębiorstwie przy wykorzystaniu analizy wskaźnikowej. Obiektem tej analizy mogą być zróżnicowane obszary działalności przedsiębiorstwa, dotyczące m. in.: wyników materiałowych (produkty, półfabrykaty, usługi), kosztów własnych wytworzenia dóbr lub usług, gospodarki zasobami ludzkimi, zarządzania środkami trwałymi, postępu technicznego oraz innowacyjnego, wartości przedsiębiorstwa, a przede wszystkim sytuacji majątkowo-finansowej.

Analiza finansowa zajmuje się przetwarzaniem wyników finansowych przedsiębiorstwa bazując na elementach, danych zawartych w rachunku wyników jak i sprawozdaniu z przepływu środków pieniężnych oraz pozostałych dokumentach sprawozdawczości finansowej generowanych w przedsiębiorstwie [4].

Podczas przeprowadzania wszelkich obliczeń związanych dokonaniem oceny projektu inwestycyjnego należy zwrócić uwagę na następujące elementy:

- okres realizacji inwestycji,
- okres eksploatacji inwestycji.

Okres realizacji inwestycji jest to okres, w którym inwestor ponosi nakłady w celu uruchomienia inwestycji. Okres realizacji inwestycji może dotyczyć tylko okresu bazowego, czyli pierwszego roku lub może inwestycja być rozłożona w czasie np. budowa platformy, posadowienie silnika, instalacja turbiny parowej. Nakłady inwestycyjne powinny być podzielone wtedy zgodnie z ich po-

noszeniem na okresy. Okres eksploatacji inwestycji jest to okres, w którym inwestycja przynosi już korzyści dla inwestora.

Zazwyczaj inwestycja zaczyna generować korzyści po pierwszym roku, chyba że czas realizacji inwestycji jest rozłożony na kilka okresów, a inwestycja zaczyna przynosić korzyści po zakończeniu kilku okresów realizacji inwestycji.

Dokonując analizy techniczno-ekonomicznej należy uwzględnić strukturę kosztów:

- koszty inwestycyjne,
- koszty operacyjne,
- amortyzacja,
- odsetki (koszty finansowe).

Koszty eksploatacji są to wszystkie koszty, które generuje projekt po uruchomieniu inwestycji. Amortyzacja jest kosztem układu rodzajowego, którego jednak nie zaliczamy do kosztów eksploatacji, gdyż nie jest to wydatek. Dlatego amortyzacja uwzględniona została jako współczynnik a .

Ocena efektywności ekonomicznej projektu

Uwzględnienie czynników wpływających na kosztocłonność każdego projektu inwestycyjnego pozwala na trafne podejmowanie decyzji przy dokonywaniu oceny efektywności ekonomicznej projektu. Dlatego w celu obliczenia kosztu produkcji energii elektrycznej z proponowanego rozwiązania ukazane zostały poszczególne składowe.

Moc elektrowni wyznaczono poprzez sumowanie poszczególnych mocy elementów układu (silnika o zapłonie samoczynnym i turbiny parowej):

$$N_{combi} = N_D + N_{TP} = N_D \left(1 + \frac{N_{TP}}{N_D} \right) \quad (1)$$

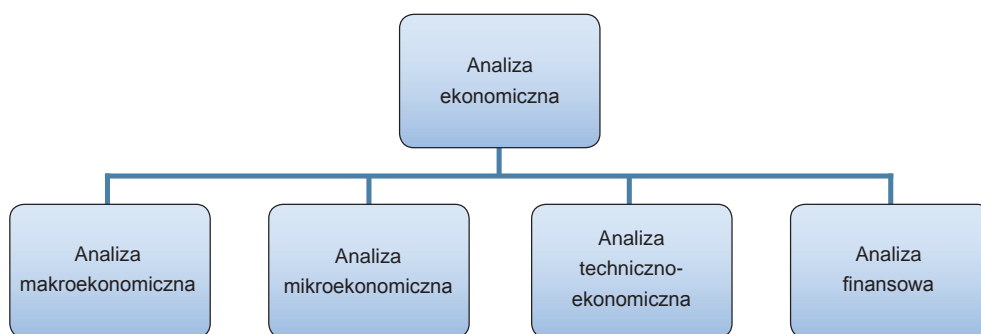
wynikiem tego wyznaczono masowy strumień paliwa

$$mf_{combi} = b_{ecombi} * N_{combi} \quad (2)$$

oraz jednostkowe zużycie paliwa układu kombinowanego

$$b_{ecombi} = b_{eD} \cdot \frac{1}{\left(1 + \frac{N_{TP}}{N_D} \right)} \quad [g / kWh] \quad (3)$$

gdzie: b_{eD} – jednostkowe zużycie paliwa silnika o zapłonie samoczynnym (Diesla).



Rys. 1. Rodzaje analizy ekonomicznej

Kolejnym krokiem wpływającym na kosztocłonność analizowanego bloku energetycznego jest wyznaczenie kosztów inwestycyjnych w PLN.

$$I = KS + KTP + KP + KPK \quad (4)$$

gdzie:

KS – koszt silnika o zapłonie samoczynnym,

KTP – koszt turbiny parowej,

KP – koszt platformy,

KPK – koszt przyłącza kablowego.

Roczne koszty produkcji energii elektrycznej bloku energetycznego, tj. koszty eksploatacji w PLN

$$K = K_s + K_z + K_d \quad (5)$$

gdzie:

K_s – koszty stałe,

K_z – koszty zmienne,

K_d – koszty dodatkowe.

Koszty stałe obejmują przede wszystkim współczynnik a , które jest zależny od okresu amortyzacji inwestycji. K_d - koszty dodatkowe obejmujące wynagrodzenie załogi.

$$K_s = aI \left[\frac{PLN}{rok} \right] \quad (6)$$

$$K_z = \text{cena m}^3 \text{ paliwa ciężkiego} * \text{roczne zużycie paliwa} \left[\frac{PLN}{rok} \right] \quad (7)$$

$$K_d = \text{załoga} * \text{dzienna stawka wynagrodzenia} \left[\frac{PLN}{rok} \right] \quad (8)$$

Bardzo ważnym wskaźnikiem w analizowanych bloku energetycznym jest koszt produkcji jednostki energii elektrycznej.

$$KPE_{el} = \frac{K}{E_{el}} \left[\frac{PLN}{MWh} \right] \quad (9)$$

gdzie:

$$E_{el} = N_{combi} * \text{czas pracy bloku energetycznego} [MWh] \quad (10)$$

E_{el} – ilość energii elektrycznej wyprodukowanej przez blok energetyczny w ciągu roku, MWh.

Zestawienie składowych niezbędnych podczas dokonywania oceny efektywności ekonomicznej bloku energetycznego pozwoliło na wyliczenie kluczowych parametrów.

Obliczenia i wyniki

W obliczeniach dotyczących budowy elektrowni pływającej porównano dwa silniki tłokowe wolnoobrotowe firmy *Wartsila* 9RTA96C oraz *MAN Diesel & Turbo* 9K98MC-C7.1-TII dla obciążenia odpowiadającego 90% CMCR (Contract Maximum Continuous Rating) posadowione na platformie pływającej.

Obliczenia przeprowadzono przy następujących założeniach.

- Produkcja energii elektrycznej będzie dokonana w układzie kombinowanym: silnik o zapłonie samoczynnym – turbina parowa oraz przyłącze do sieci energetycznej.
- Czas eksploatacji obiektu wynosi 15 lat.

- Założono, że inwestycja będzie w całości finansowana ze środków inwestora.
- Kursy walut wg NBP 16.06.2014 r. – 1 USD = 3,0654 PLN/USD, 1 euro = 4,146 PLN/euro.
- Cena hurtowa paliwa ciężkiego na dzień 28.07.2015 r. wg portalu e-petrol wynosiła 1875,75 PLN/m³.
- Wartość współczynnika a dla bloku energetycznego 0,16 [16].
- Pracę bloku energetycznego ustalono na poziomie 1500, 3000, 6500, 8760 h rocznie.
- Paliwo ciężkie gęstość 890-960 kg/m³, przyjęto paliwo o gęstości 920 kg/m³.
- Elektrownia pływająca będzie posadowiona na platformie mobilnej o wadze około 200 t.

Tabela 1

Podstawowe parametry okrętowych wolnoobrotowych silników o zapłonie samoczynnym

Parametr	9RTA96C [14] WARTSILA	9K98MC-C7.1-TII [12] MAN DIESEL & TURBO
N_D , KW	46 332	48 762
m_D , kg/s	2,146	2,369
b_{eD} , g/kWh	166,8	174,9

Wg uzyskanych informacji szacunkowy koszt 1 kg konstrukcji stalowej wynosi 7 euro. W związku z tym koszt związany z zakupem platformy (KP) wyniesie 200 000 kg × 7 euro/kg × 4,146 PLN/euro = 5 804 400 PLN.

Dokonując kalkulacji ceny silnika o zapłonie samoczynnym założono, że 1 kW mocy kosztuje w granicach 200 USD.

Zatem koszt silnika *Wartsila*:

KSW – koszt silnika o zapłonie samoczynnym *Wartsila*
CEW = 46 332 kW × 200 USD/kW × 3,0654 PLN/USD = 28 405 222,56 PLN.

Koszt silnika *MAN*:

KSM – koszt silnika o zapłonie samoczynnym *MAN*
KSM = 48 762 kW × 200 USD/kW × 3,0654 PLN/USD = 29 895 006,96 PLN.

Koszt turbiny parowej (TP):

TM 1000 – Makila TI Turbomeca moc dostarczana 3897 kW, koszt 6 052 000 PLN.

Załoga obsługująca pływającą elektrownię morską to 10 osób.

Wynagrodzenie załogi: 10 osób × średnia stawka dzienna wynosi 200 USD = 2000 USD/dobę.

Na podstawie zależności (8) obliczono, iż roczny koszt związany z zatrudnieniem załogi obsługującej elektrownie wyniesie 2 237 742 PLN.

Przyłącze kablowe do sieci (PK):

57,55 PLN za 1 kW przyłącza do sieci odległość do 200 m.

Koszt przyłączenia do sieci układu z silnikiem *Wartsila*:

57,55 PLN/kW × 50 229 kW = 2 890 678,95 PLN.

Koszt przyłączenia do sieci układu z silnikiem *MAN*:

57,55 PLN/kW × 52 659 kW = 3 030 525,45 PLN.

Silnik *Wartsila* zużywa 7,728 t/h paliwa ciężkiego, zgodnie z założeniem dotyczącym gęstości potrzebuje 8,4 m³/h.

Silnik *MAN* zużywa 8,528 t/h paliwa ciężkiego, zgodnie z założeniem dotyczącym gęstości potrzebuje 9,269 m³/h.

Zgodnie z zależnością (7) obliczono K_z dla poszczególnych parametrów pracy bloku, co zestawione zostało w tabeli 2. Zużycie paliwa jest tym mniejsze, im wyższe są dodatkowe moce

uzyskane z utylizacji ciepła wylotowego zawartego w spalinach silnika głównego. Biorąc pod uwagę ten fakt należy dążyć do uzyskania maksymalnej mocy turbiny parowej, gdyż zwiększenie mocy układu nie powoduje zwiększenia strumienia paliwa.

Tabela 2

Zestawienie kosztów zmiennych (K_z) w zależności od charakteru pracy bloków energetycznych

Czas pracy bloku rocznie, h	WARTSILA, PLN	MAN, PLN
1 500	23 634 450	26 081 080,43
3 000	47 268 900	52 162 160,87
6 500	102 415 950	113 018 015,2
8 760	138 025 188	152 313 509,7

Koszt zmienny związany z zakupem paliwa ciężkiego niezbędnego podczas pracy bloków stanowi determinujący czynnik kosztów eksploatacyjnych. Zdecydowanie można zauważyć jego wzrost w zależności od zwiększającego się czasu pracy bloku energetycznego.

Korzystając z zależności (4) przeprowadzone obliczenia pozwoliły na wyznaczenie całkowitych nakładów inwestycyjnych jako sumy kosztów związanych z zakupem platformy pływającej, silnika o zapłonie samoczynnym, turbiny parowej oraz dokonania przyłącza kablowego do sieci energetycznej. Zgodnie z zależnością (5) wyznaczono poziom rocznego kosztu produkcji energii elektrycznej bloku energetycznego, tj. kosztów eksploatacji. Na podstawie zależności (10) obliczono ilość energii elektrycznej wyprodukowanej przez blok energetyczny w ciągu roku, co pozwoliło zgodnie z (9) wyznaczyć koszt produkcji 1 MWh energii elektrycznej. Wyniki przeprowadzonych obliczeń zestawiono w tabeli 3.

Uzyskane koszty produkcji energii elektrycznej analizowanych bloków energetycznych ukazują kierunek dalszych prac optymalizacyjnych związanych z analizą techniczno-ekonomiczną. Należy rozważyć możliwości zwiększenia sprawności bloków energetycznych i czasu pracy silników, co w efekcie skali może wpłynąć na zmniejszenie poziomu kosztów eksploatacyjnych, które w sposób bezpośredni wpływają na koszt wyprodukowania 1 MWh energii elektrycznej. Cena zakupu 1 m³ paliwa ciężkiego została przyjęta na poziomie cen hurtowych oferowanych

przez sprzedawców rynkowych, nie rozważano preferencyjnych warunków dla elektrowni pływającej.

W tabeli 4 ukazano wpływ zmniejszenia ceny 1 m³ paliwa o 10% na koszt produkcji jednostki energii elektrycznej.

Z uwagi na determinujący wpływ ceny paliwa ciężkiego na koszt produkcji jednostki energii elektrycznej należy rozważać uzyskanie preferencyjnych warunków zakupu. Ponadto zastosowanie układu kombinowanego: silnik o zapłonie samoczynnym – turbina parowa pozwoli na zmniejszenie zużycia paliwa.

Podsumowanie

Sposób usystematyzowania zaprezentowanych informacji miał na celu jak najpełniejsze i przejrzyste przedstawienie zagadnień analizy ekonomicznej produkcji energii elektrycznej w elektrowni pływającej. Cena paliwa ciężkiego, kursy walut oraz charakterystyka pracy bloku energetycznego, to czynniki determinujące podczas przeprowadzania oceny efektywności ekonomicznej projektu.

Zaproponowana koncepcja produkcji energii elektrycznej w elektrowniach pływających dla rejonu nadmorskiego ma następujące zalety:

- zwiększenie produkcji energii elektrycznej w rejonach północnej Polski,
- dywersyfikacja źródeł energii pierwotnej zmniejszającej zużycie węgla na rzecz paliw płynnych,
- możliwość spalania w silniku paliw ciężkich pozostałościowych w pobliżu rafinerii,
- zmniejszenie ilości węgla transportowanego z południa Polski lub importu drogą morską,
- brak żużla i popiołów,
- zmniejszenie emisji CO₂, NO_x związanych z jednej strony ze zwiększeniem sprawności układu, a z drugiej poprzez mniejszą ich emisję wynikającą z konstrukcji silnika; dodatkowo przez zastosowanie instalacji odsiarczających, zmniejszenie emisji SO_x,
- krótszy czas budowy w porównaniu z elektrownią klasyczną oraz możliwość uruchamiania etapami; najpierw sam silnik o zapłonie samoczynnym, a potem w czasie jego eksploatacji budowa układu kombinowanego z turbiną parową,
- możliwości mobilne zespołu elektrowni – platforma morska.

Tabela 3

Zestawienie obliczeń w zależności od bloku energetycznego

Czas pracy bloku rocznie, h	WARTSILA				MAN			
	I, PLN	K, PLN	E _{el} , MWh	KPE _{el} , PLN	I, PLN	K, PLN	E _{el} , MWh	KPE _{el} , PLN
1 500	43 152 301,51	32 776 560,24	75 343,5	435,03	44 642 085,91	35 461 556,18	78 988,5	448,95
3 000		56 411 010,24	150 687	374,36		61 542 636,62	157 977	389,57
6 500		111 558 060,2	326 488,5	341,69		122 398 491	342 283,5	357,59
8 760		147 167 298,2	440 006	334,47		161 693 985,5	461 292,8	350,52

Tabela 4

Zestawienie wyników wpływu zmniejszenia ceny 1 m³ paliwa o 10% na koszt produkcji jednostki energii elektrycznej

Czas pracy bloku rocznie, h	WARTSILA			MAN		
	KPE _{el} , PLN przed	KPE _{el} , PLN po	Zmiana %	KPE _{el} , PLN przed	KPE _{el} , PLN po	Zmiana %
1 500	435,03	403,66	-7,21	448,95	415,93	-7,35
3 000	374,36	342,99	-8,38	389,57	356,55	-8,48
6 500	341,69	310,32	-9,18	357,59	324,58	-9,23
8760	334,47	303,10	-9,38	350,52	317,50	-9,42

Opracowanie ma charakter poglądowy ukazujący praktyczne zastosowanie narzędzi analizy techniczno-ekonomicznej przy dokonywaniu oceny projektów inwestycyjnych.

PIŚMIENNICTWO

- [1] Nowak E., *Analiza sprawozdań finansowych*, PWE, Warszawa 2008.
- [2] Bednarski L., *Analiza finansowa w przedsiębiorstwie*, PWE, Warszawa 2007.
- [3] *Harvard Business*, przełożył Marcin Kowalczyk, *Strategia*, Wydawnictwo MT Biznes, 2007.
- [4] Bień W., *Zarządzanie finansami przedsiębiorstw*, Difin, Warszawa 2001, s. 63.
- [5] Jerzemowska M., *Analiza ekonomiczna w przedsiębiorstwie*, PWE, Warszawa 2004.
- [6] Bednarski L., Waśniewski T., *Analiza finansowa w zarządzaniu przedsiębiorstwem*, Fundacja rozwoju rachunkowości w Polsce, Warszawa 1996.
- [7] Bławat F., *Analiza ekonomiczna*, Wydawnictwo Politechniki Gdańskiej, Gdańsk 2001.
- [8] Dębski W., *Teoretyczne i praktyczne aspekty zarządzania finansami przedsiębiorstwa*, PWN, Warszawa 2005.
- [9] Wiszniewski A., *Generacja rozproszona w nowoczesnej polityce energetycznej – wybrane problemy i wyzwania*, Warszawa 2012.
- [10] Dzida M., Olszewski W., *Comparing combined gas turbine/steam turbine and marine low speed piston engine/steam turbine systems in naval applications/*, „Polish Maritime Research.” 2011, vol. 18., nr 4(71), s. 0-48.
- [11] Dzida M., Dzida S., Girtler J., *Możliwości zwiększenia sprawności siłowni okrętowej z układem napędowym silnik spalinowy tłokowy – turbina gazowa – turbina parowa przy współdziałaniu silnika głównego z turbiną gazową przy zasilaniu szeregowym turbiną parową*, „Polish Maritime Research” 2009, vol. 16, nr 1(59), pp. 47-52,
- [12] Main Engine Room Date, mandieselturbo.com/ceas/index.html
- [13] Olszewski W., *Możliwości zastosowania obiegu kombinowanego w siłowniach okrętowych oraz mobilnych elektrowniach morskich*, *Biomeditech – Badania i Innowacje*, „Zeszyty Naukowe”, Gdańsk 2011, s. 126-128.
- [14] Sulzer RTA 96C. Engine Selection and Project Manual. June 2001. *Wartsila*.
- [15] Olszewski W., *Possible use of combined diesel engine/steam turbine in ship power plant*. „Zeszyty Naukowe” 2011, vol. 28(100), nr 1, s. 88-94, Akademia Morska w Szczecinie.
- [16] Załącznik 1. Wykaz rocznych stawek amortyzacyjnych. Obwieszczenie Marszałka Sejmu Rzeczypospolitej Polskiej z dnia 17 stycznia 2012 r. w sprawie ogłoszenia jednolitego tekstu ustawy o podatku dochodowym od osób fizycznych.
- [17] Perycz S., *Turbiny parowe i gazowe*, Ossolineum, Wrocław 1992.



Antoni Salij¹⁾
GDF SUEZ Energia Polska S.A.

Problemy eksploatacyjne i efekty modernizacji turbin parowych bloków energetycznych 225 MW

Operational problems and modernization effects of turbines working in 225 MW steam power units

Rozwój technologii energetycznych jest stymulowany wzrostem popytu na energię elektryczną i dostosowaniem się do wymagań prawa w zakresie ochrony środowiska. Efektem tych wymuszeń jest wykorzystywanie odnawialnych źródeł energii elektrycznej i doskonalenie oraz optymalizacja tradycyjnych sposobów produkcji energii elektrycznej poprzez inwestowanie w nowe, efektywniejsze jednostki mocy lub modernizację obecnie wykorzystywanych. Przykładem może być unowocześnienie jednostek wytwórczych 225 MW, obejmują-

ce urządzenia i instalacje kotłów, turbin, generatorów i transformatorów. Wynikiem zrealizowanych modernizacji jest: zmniejszenie kosztów produkcji energii elektrycznej, wzrost efektywności gospodarki węglem, zmniejszenie ilości powstających w procesie produkcji energii elektrycznej ubocznych produktów spalania oraz ograniczenie emisji zanieczyszczeń do powietrza. Istotne znaczenie ma także aspekt zwiększenia regulacyjności i mocy osiągalnej bloków energetycznych oraz przedłużenie okresu ich eksploatacji. W artykule przedstawiono sposób i efekty modernizacji turbin parowych oraz wybrane problemy techniczne.

¹⁾ antoni.salij@gdfsuez.pl