

## Zakłócenia pracy turbogeneratorów typu TWW-200-2 oraz TWW-200-2A

**Streszczenie.** W referacie omówiono zakłócenia w pracy elementów konstrukcyjnych turbogeneratorów typu TWW-200-2 i TWW-200-2A, występujące podczas ich eksploatacji. Podano kryteria granicznego stanu technicznego tych elementów. Przedstawiono wyniki analizy niezawodności pracy krajowych bloków energetycznych o mocach 120÷500 MW za lata 1990÷2012.

**Abstract.** The paper describes the malfunctions of structural elements of turbo-generators TWW-200-2 and TWW-200-2A type, occurring during their operation. This article gives an overview of the criteria used in the assessment of the technical condition of these elements. The paper presents results of 120÷500 MW national power generation units reliability analysis from 1990 to 2012 years. (**Operating disruptions of turbo-generators TWW-200-2 and TWW-200-2A type**)

**Słowa kluczowe:** turbogeneratory, stan techniczny, diagnostyka, niezawodność

**Keywords:** turbo-generators, technical state, diagnostics, reliability

### Wprowadzenie

Moc generatorów zainstalowanych w krajowej energetyce zawodowej pod koniec 2010r. wynosiła około 36 GW [1]. Zapotrzebowanie na moc w lipcu 2014r. w szczycie porannym wynosiło 21804 MW [2]. Zarówno w Polsce, jak i w innych krajach większość generatorów pracuje ponad 30 lat. Występują w związku z tym problemy ich niezawodności w odniesieniu do dalszej eksploatacji [3,4].

Znaczny rozwój energetyki krajowej – przede wszystkim jakościowy – nastąpił na początku lat sześćdziesiątych ubiegłego wieku (tabela 1). Od końca lat czterdziestych do połowy lat sześćdziesiątych rozwój nowych konstrukcji generatorów był powodowany zapotrzebowaniem rynku, które opierało się na przekonaniu, że koszt budowy nowej elektrowni jest w przybliżeniu proporcjonalny do potęgi 0,6 mocy poszczególnych maszyn, stanowiących całkowitą moc obiektu w MW [5]. Na podstawie prawa mocy do potęgi 0,6 wyznaczano zapotrzebowanie na coraz to większe moce znamionowe turbogeneratorów. Trzeba było opracowywać nowe technologie wykonywania coraz to większych odkuwek na wirniki, pokonywać ograniczenia związane z transportem wielkich stojanów.

Tabela 1. Moc generatorów zainstalowanych w krajowej energetyce zawodowej

Rok	1960	1970	1980	1990	1995	2005	2008	2010
MW	4479	11637	22264	28756	30005	32000	34920	35538

Na świecie – oprócz okazjonalnego zainteresowania turbogeneratorami o mocy rzędu 1600 MW dla elektrowni jądrowych – maksymalna moc znamionowa ustabilizowała się na poziomie 1100 MW, wzrosło zainteresowanie turbogeneratorami z dolnego zakresu mocy poniżej 400 MW. Wywołane to było zapotrzebowaniem na turbogeneratory do zespołów gazowych (których moc jednostkowa przekracza obecnie 200 MW) oraz towarzyszących turbin parowych w elektrowniach o kombinowanym cyklu gazowo-parowym.

Obecnie obserwuje się duże zainteresowanie turbogeneratorami chłodzonymi powietrzem. Maszyny tego typu są stosowane przede wszystkim do pracy szczytowej ze względu na ich bezpieczeństwo. Do pracy podstawowej nadal będą służyły turbogeneratory chłodzone wodorem. Dużym osiągnięciem technicznym jest to, że turbogenerator o mocy 300 MVA chłodzony powietrzem ma sprawność gorszą tylko o 0,07 % od sprawności odpowiadającego mu turbogeneratora chłodzonego wodorem [6].

### Analiza zakłóceń podczas eksploatacji turbogeneratorów typu TWW-200-2 i TWW-200-2A

#### Wstęp

W energetyce krajowej pracuje pięćdziesiąt turbogeneratorów typu TWW-200-2 (trzydziesto żłobkowych) oraz typu TWW-200-2A (sześćdziesięć żłobkowych), których eksploatacja trwa od lat sześćdziesiątych ubiegłego wieku. Turbogeneratory te były ciągle modernizowane a szczególnie intensywnie w ostatnim dwudziestoleciu. Związane to było ze wzrostem mocy cieplnej bloków o około 20 %.

Obecnie powstała koncepcja odbudowy tych bloków w postaci t.zw. duobloku. Idea duobloku polega na odtworzeniu mocy bloków 200 MW parami [7]. Dzięki zastosowaniu duobloku wykorzystuje się infrastrukturę elektrowni. Trzeba zbudować w lokalizacji istniejących kotłów dwa nowe, na parametry nadkrytyczne oraz zastąpić dwie istniejące turbiny parowe jedną nową o mocy około 500 MW. Uzyskuje się w ten sposób wysokosprawną elektrownie na parametry nadkrytyczne, której sprawność wzrasta nawet o 10%. Ogromną zaletą jest zwiększenie dyspozycyjności i regulacyjności (osiągającej od 20% do 100% na paliwie podstawowym). Dotychczas bloki węglowe mogą pracować z 40-50% obciążeniem, czyli mające 500 MW mogą pracować z mocą minimalną 200 MW. Natomiast w przypadku duobloku, można jeden kocioł wyłączyć a na drugim obniżyć obciążenie do 50% osiągając minimum eksploatacyjne duobloku na poziomie 25% tj. około 100 MW, co jest bardzo korzystne dla systemu elektroenergetycznego. Ponadto w monobloku przy awarii kotła blok zostaje wyłączony a w duobloku, drugi kocioł w dalszym ciągu pracuje, a duoblok osiąga 50% mocy.

Dzięki możliwości regulacji obciążenia duobloków nie jest konieczne ich zatrzymywanie. Unika się kosztu ponownego uruchomienia oraz zapewnia w miarę potrzeby stosunkowo szybkie osiągnięcie mocy znamionowej.

#### Wirniki turbogeneratorów

Wirniki są jednym z najbardziej odpowiedzialnych elementów turbogeneratora, ponieważ ich uszkodzenie jest zazwyczaj przyczyną ciężkich awarii. Na przykład uszkodzenie wentylatora powoduje konieczność wymiany uzwojenia stojana a tym bardziej rozerwanie kółpaka.

Wzrost mocy tych turbogeneratorów wymógł wymianę systemu chłodzenia uzwojenia wzbudzenia z zabierakowego na bezpośrednie chłodzenie osiowe, ze zwiększeniem o jeden liczbę zwojów w każdej cewce.

Powoduje to dodatkowe obciążenie siłami odśrodkowymi tak kołpaków jak i zębów beczki wirnika. Wprowadzenie pogłębionego żłobka oraz podżłobka w beczce wirnika oraz dodanie jednego zwoju w każdej cewce uzwojenia wzbudzenia powoduje zwiększenie naprężeń u podstawy zęba z 193 MPa do 219 MPa [8].

### Kołpaki wirników

Kołpaki są wykonane ze stali niemagnetycznej o umownej granicy plastyczności około 1250 MPa odpornej na korozję naprężeniową. W kołpakach występują największe wartości naprężeń mechanicznych w wirniku. W ramach modernizacji zmieniono kołpaki osadzone na wale na pierścieniu centrującym odizolowane od beczki na kołpaki osadzone swobodnie na beczce wirnika, zabezpieczone przed osiowym przemieszczaniem się połączeniem bagnetowym lub nakrętką.

### Wentylatory

Podczas modernizacji turbogeneratorów często wykonuje się zmiany konstrukcyjne wentylatorów lub ich łopatek. Turbogeneratory typu TWW-200-2 produkowane od 1967r. przez Dolmel oraz typu TWW-200-2A produkowane przez Elektrosilę mają wirniki z wentylatorami osiowymi z łopatkami ustawionymi na stałe w piaście. Wentylatory te pracują w układzie ssącym. Od 2007r. zastosowano nowe wentylatory osiowe z łopatkami nastawnymi zmieniając liczbę łopatek z 29 na 36 oraz kąt ustawienia łopatek z  $45^\circ$  na  $36,5^\circ$  przez co uzyskano wzrost wydajności z 13,3 do 15,7 m<sup>3</sup>/s i spiętrzenie całkowite z 1425 Pa do 1905 Pa [8].

### Sprzęgło

Zwiększenie mocy turbogeneratorów z 200 MW do 230 MW wymagało wykonania obliczeń naprężeń wywołanych momentem obrotowym. W naprężeniach wypadkowych od sił odśrodkowych i momentu obrotowego większy wpływ mają naprężenia wywołane siłami odśrodkowymi. Wzrost tych naprężeń występuje głównie w zaokrągleniu przy dnie rowka klinowego od strony nacisku klinów styrcznych. W drugim zaokrągleniu przy dnie rowka klinowego występuje głównie oddziaływanie naprężeń od sił odśrodkowych [9].

### Zakłócenia w pracy uzwojenia wzbudzenia

Podczas eksploatacji, uszkodzenia uzwojenia wzbudzenia polegają przede wszystkim na obniżeniu poziomu izolacji, zwarć zwojowych zwarć z beczką, przemieszczenie prętów cewek. Przykładowo można rozpatrzeć przypadek turbogeneratorsa, którego rezystancja izolacji uzwojenia wzbudzenia na postoju wynosiła 8 MΩ. Po włączeniu do sieci w trakcie eksploatacji rezystancja izolacji uzwojenia wzbudzenia zmalała do 25-60 kΩ; po stwierdzeniu tego turbogenerator został zatrzymany [10].

Przyczyną takiej zmiany poziomu rezystancji izolacji było pokrycie miedzią skosów podklinowej izolacji (przy chłodzeniu zabierakowym uzwojenia) a tym samym pogorszenie jej właściwości dielektrycznych z powodu niedopuszczalnego przegrzania uzwojenia wzbudzenia w wyniku pogorszenia się wentylacji części żłobkowej. W skrajnym przypadku może wystąpić metaliczne zwarcie z beczką wirnika, które można stwierdzić na postoju maszyny, ale trudno jest ustalić przyczynę – czy np. nie jest to spowodowane przez postronny metalowy przedmiot. W takim przypadku wymagany jest demontaż wirnika.

W wirnikach z zabierakowym systemem wentylacji szczególnie w części środkowej w odcinkach gorącego gazu izolacja podklinowa i gilza żłobkowa bywają przegrzane, zmieniony jest również kolor miedzi uzwojenia.

W innym rozpatrywanym przypadku po wyjęciu wirnika wykryto cewkę uzwojenia zwartą z beczką wirnika [10].

Po wyjęciu cewki oględziny żłobków wykazały, że przyczyną zwarcia było przegrzanie gilzy żłobkowej i jej rozwarstwienie spowodowane długotrwałym przegrzaniem.

Wirniki turbogeneratorów z chłodzeniem zabierakowym mają pobór gazu ze szczeliny powietrznej, jest to gaz gorący chłodzący stojan i jego temperatura osiąga 90°C do 100°C, który nie jest w stanie zapewnić właściwego chłodzenia uzwojenia wirnika. Stwierdzono wielokrotnie, że na odcinkach gorącego gazu wirników turbogeneratorów miedź może zmienić swój początkowy kolor z jasnoróżowego na srebrny lub siny. Brzegi gilz i podklinowe podkładki przy tym czernieją, rozwarstwiają się i pokrywają plamami z miedzi. Powstawanie miedzianych plam na skosach podklinowych przekładek w odcinkach gorącego gazu jest następstwem silnego przegrzania górnego zwoju cewek i izolacyjnych elementów ze szkłotekstolitu. Powierzchnia podklinowych podkładek w odcinkach gorącego gazu, przylegających do szczeliny krawędzi górnych zwojów cewek, zwęglą się, a skosy pokrywają się przewodzącymi prąd plamami. W odcinkach tak zwanego chłodnego gazu zjawiska przegrzania miedzi i izolacji nie występują, w wentylacyjnych kanałach pierwszych odcinków licząc od kołpaka przez które wypływa nagrzany wodór z połączeń czołowych cewek zjawiska przegrzania nie obserwuje się.

### Zakłócenia w pracy rdzeni stojanów

Rdzeń stojana tego typu turbogeneratorów podlega w trakcie wieloletniej eksploatacji uszkodzeniom polegającym na:

- rozwarstwieniu pakietów blach;
- pękaniu blach zębów skrajnych;
- osłabieniu zawieszenia na elastycznych belkach z ich pękaniem;
- samoistnym odkręcaniu się nakrętek belek elastycznego zawieszenia.

Usuwanie tych usterek polega między innymi odpowiednio na:

- wibracyjnym pakietowaniu rdzenia;
- sklepaniu zębów skrajnych pakietów rdzenia;
- wymianie zawieszenia rdzenia na nowego typu;
- spawanie nakrętek do belek i tarcz dociskowych.

### Zakłócenia w pracy uzwojeń stojanów

Do podstawowych przyczyn uszkodzeń uzwojeń stojanów chłodzonych destylatem należą pęknięcia drażonych przewodników lub rurek.

W jednym z rozpatrywanych przypadków stwierdzono wystąpienie pęknięć w drażonych przewodnikach obserwując wystąpienie wodoru w pułapce gazowej, najpierw 3%, a potem 9%, turbogenerator zatrzymano. Przyczyną była nieszczelność drenażowej rurki gazowej na wejściu do spływowego kolektora destylatu.

W innym przypadku stwierdzono zawartość wodoru 2,7% w pułapce gazowej turbogeneratorsa. Przyczyną było wystąpienie mikropęknięć w spoinie końcówki pręta.

W wielu przypadkach obserwuje się wyciek destylatu z uzwojenia (mimo wyższego ciśnienia wodoru od ciśnienia destylatu).

Podczas oględzin stwierdza się, że:

- pękają drażone elementarne przewodniki z destylatem, charakter pęknięć jest zmęczeniowy,
  - pęknięcia wynosiły około 10% poprzecznego przekroju przewodnika drażonego,
  - powierzchnia pęknięcia ma zazwyczaj ciemno-brunatny kolor, co świadczy o długim rozwijaniu się pęknięcia.
- Przyczyna uszkodzenia mająca charakter zmęczeniowy pęknięcia występuje w miejscach zmiany struktury elementarnych przewodników np. pogorszenie właściwości

mechanicznych w trakcie spawania, a także podczas wyginania przewodników prądowych przy łączeniu z szyną wprowadzeń.

Uszkodzenia są spowodowane zazwyczaj powstaniem pęknięć i ich rozwojem w systemie mocowania szyn łączących na wyjściu prętów, spowodowane wystąpieniem drgań o częstotliwości bliskiej 100 Hz, co ujawnia się powstaniem rezonansu drgań szyn łączących przy osłabieniu ich zamocowania w konstrukcjach podtrzymujących z powodu niewystarczającej sztywności mocowania czoł.

W wyniku tych zakłóceń występują wycieki destylatu z uzwojenia wykrywalne przy badaniach hydraulicznych, które wymagają jednak długiego i kosztownego remontu (zazwyczaj ciśnienie destylatu wynosi 3 kg/cm<sup>2</sup>, w badaniach hydraulicznych 10 kg/cm<sup>2</sup>).

#### Kryteria granicznego stanu technicznego uzwojenia stojana

Po wykryciu i uzasadnieniu jednego i więcej z niżej wymienionych kryteriów uzwojenie stojana powinno być wymienione:

- Trzykrotna wymiana dolnych prętów w różnym czasie z powodu ciekących drażonych przewodników.
- Wycieki w trzech prętach, w tym w jednym dolnym, wykryte przy badaniach uzwojenia podwyższonym ciśnieniem powietrza, mieszkanką powietrzno-freonowo (lub odpowiednik) lub destylatu po międzyfazowym zwarciu, występującym podczas pracy.
- Jonizacyjne uszkodzenie izolacji własnej przewodników elementarnych w prętach, które są w przedziale (0,75-1,0) U<sub>f</sub> na elektrycznym schemacie uzwojenia, nie mniej jak w dwóch fazach lub w czterech gałęziach równoległych.
- Poziom wyładowań niepełnych przekraczający w badaniach turbogeneratorów np on-line zgodnie z IEEE STD 1434-2000 [11] odpowiednio:
  - dla izolacji kompaundowanej mika-asfalt 100 mA
  - poliester-mika 30 mA
  - epoksyd-mika 20 mA

#### Kryteria granicznego stanu technicznego systemu mocowania połączeń czołowych uzwojenia stojana

Wykrycie i stwierdzenie jednego lub więcej z poniżej podanych defektów, system mocowania połączeń czołowych uzwojenia stojana powinien być zrekonstruowany:

- Wystąpienie ruchomych elementów rozpórkowo-klinowych węzłów i dystansowych rozpórek, ich wypadanie.
- Szybkie obniżenie wytrzymałości na rozerwanie i wystąpienie łamliwości sznurów bandaży wiążących połączenia czołowe i łączeniowe szyny.
- Wystąpienie w spektrum drgań własnych główek uzwojenia i łączących szyn częstotliwości od 95 do 105 Hz.

#### Kryteria granicznego stanu technicznego rurek teflonowych

Po wykryciu i stwierdzeniu jednego lub więcej z poniżej przedstawionych defektów rurka teflonowa powinna być wymieniona:

- Wytarcie powierzchni kula-stożek w końcówce ferromagnetycznymi cząstkami.
- Szczelina w wodnej rurce lub w miejscu jej spoiny.
- Szczelina na rurce teflonowej.
- Wycieranie rurek teflonowych w skrzynce główki pręta.
- Zadrapania i rysy na rurekach teflonowych.

#### Kryteria granicznego stanu technicznego rdzenia stojana

Po wykryciu i rozpatrzeniu jednego lub więcej z poniżej podanych defektów, rdzeń stojana powinien być wymieniony:

- Powtórne pęknięcie blach nie mniej niż na 10% zębów dwóch skrajnych pakietów, wykrytych podczas średniego lub kapitalnego remontu.
- Powstanie pęknięć u podstawy skrajnych zębów nie mniej niż 20% zębów i zwiększenie ich długości nie mniej niż dwukrotnie w ciągu jednego okresu międzyremontowego.
- „Pożar stali” u podstawy dwóch i więcej nie obok siebie położonych zębów lub w dwóch i więcej miejscach rdzenia stojana.
- Zerwanie więcej niż 30% belek nośnych rdzenia stojana.

#### Kryteria granicznego stanu technicznego miedzi i spawanych połączeń zwojów cewek uzwojenia wirnika

Po wykryciu i stwierdzeniu jednego i więcej z poniżej podanych defektów uzwojenie wirnika powinno być wymienione:

- Pęknięcia i/lub rozerwania chociażby na jednym zwoju w 25% i więcej cewek.
- Zmniejszenie chociażby jednego zwoju nie mniej niż na połowę jego szerokości w 25% i więcej cewek.

#### Kryteria granicznego stanu technicznego izolacji uzwojenia wirnika

Po wykryciu i stwierdzeniu jednego i więcej z przedstawionych defektów izolacja uzwojenia wirnika powinna być wymieniona:

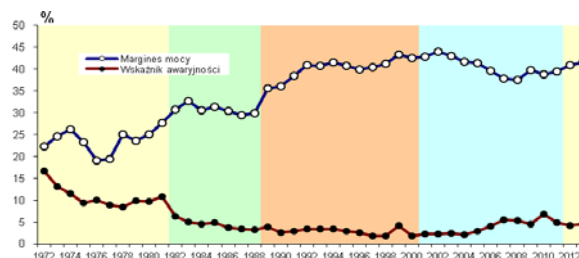
- Wskrośne przepalenie izolacji gilzy w 50% i więcej żłobków wirnika.
- Zwęglenie choćby jednej przekładki izolacji zwojowej w 50% i więcej żłobków wirnika.
- Wskrośne pęknięcie lub rozerwanie gilz w 50% lub więcej żłobków wirnika.
- Skrośne wypalenie choćby w jednej przekładce izolacji zwojowej w 25% i więcej cewek.
- Występowanie plam miedzi i zwęglonych elementów na podklinowych przekładkach w 25% i więcej żłobków (wymienia się podklinowe podkładki na odcinkach gorącego gazu).

#### Niezawodność pracy podstawowych bloków kondensacyjnych

Przedmiotem analizy są krajowe bloki o mocy 120, 200, 360 i 500 MW.

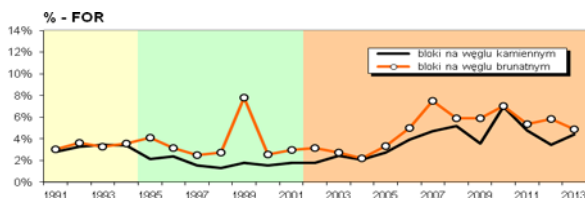
Dla każdego bloku lub grup bloków o tej samej mocy jednostkowej są obliczone odpowiednie parametry niezawodnościowe i eksploatacyjne [4].

Na rysunku 1 przedstawiono zmienność wskaźnika awaryjności na tle zmian marginesu mocy w systemie elektroenergetycznym w latach 1972-2012.



Rys. 1. Zmienność wskaźnika awaryjności na tle zmian marginesu mocy

Na rysunku 2 przedstawiono wskaźnik awaryjności bloków (FOR) w latach 1991-2013.



Rys. 2. Wskaźnik awaryjności bloków (FOR)

### Zakończenie

W obecnej sytuacji elektroenergetyki w Polsce, poza obowiązkową statystyką publiczną (GUS), praktycznie nie funkcjonują dobrowolne, centralne systemy gromadzenia i przetwarzania danych technicznych i ekonomicznych. Wyjątkiem jest utrzymywany w Agencji Rynku Energii S.A., system gromadzenia i przetwarzania danych o awaryjności bloków energetycznych 120-500 MW. Systemem tym są objęte bloki o łącznej mocy stanowiącej około 2/3 zdolności wytwórczej krajowego systemu elektroenergetycznego.

Z analizy statystyki awaryjności krajowych bloków energetycznych wynika, że w latach 1978-2008 systematycznie poprawiały się wskaźniki niezawodności jednostek wytwórczych w elektrowniach z blokami o mocach 120-500 MW.

Spowodowane to było z jednej strony przez zwiększającą się z roku na rok rezerwę mocy w systemie, co ułatwiło modernizację bloków, a z drugiej powszechnym stosowaniem diagnostyki on i off-line.

### LITERATURA

[1] Majchrzak H.; Szwed C.; Tarcicki T.: Zamierzenia inwestycyjne PSE Operator planowane do roku 2025 w celu

zaspokojenia szczytowego zapotrzebowania na moc czynną. Elektroenergetyka współczesność i rozwój, nr 2, 2011 r.

- [2] Rekordowe zapotrzebowanie na moc. Przesył. Magazyn pracowników grupy kapitałowej PSE, nr 12, sierpień 2014 r.
- [3] Przybysz J. i inni: Techniczne i technologiczne zakłócenia w pracy turbogeneratorów i przyczyny ich powstawania oraz sposoby ich ograniczania. Opracowanie Instytutu Energetyki E/07/STAT/2014, EMS/01/STAT/2014, Warszawa, 2014 r.
- [4] Parciński G., Bojanowska H.: Wieloletnia ocena wskaźników eksploatacyjnych bloków energetycznych w elektrowniach ciepłych za lata 1991-2013. Wydawnictwo Agencja Rynku Energii, Warszawa, październik 2014.
- [5] Berrong D.B.; Mc Cown W.R.; Winnie P.D.; Montgomery L.W.: Designing central station turbine generators for the year 2000 and beyond. CIGRE Paris, ref. 11-102, 1998.
- [6] Przybysz J.: Maszyny wirujące (36 Sesja CIGRE), Energetyka nr 11, 1997 r.
- [7] Zygmański W., Żmija M.: Duobloki jako scenariusz odbudowy bloków 200 MW. Przegląd Energetyczny Nr 1, 2015 r.
- [8] Sieradzki S., Adamek J. i inni: Wpływ modernizacji wentylatorów na wzrost mocy znamionowej turbogeneratorów typu TWW-230-2 i TWW-220-2A/L. XVII Konferencja Energetyki, Innowacje przyszłością energetyki. Jachranka 7-9.09.2011r.
- [9] Drak B., Glinka T., Kapinos J., Miksiewicz R., Zientek P.: Awaryjność maszyn elektrycznych i transformatorów w energetyce. INiME KOMEL, Katowice, 2013 r.
- [10] Samorodow Ju.N.: Turbogeneratory. Awarii i incydenty. Techniczskoje posobie. Moskwa ELEKS-KM, 2008r.
- [11] Dan Zlatanovici et.al: Giude – Corona electromagnetic probe tests (TVA) CiGRE Technical brochure WG A1.28 nr 581 rok 2014.

**Autorzy:** prof. dr hab. inż. Jerzy Przybysz, e-mail:

[jerzy.przybysz@ien.com.pl](mailto:jerzy.przybysz@ien.com.pl);

mgr inż. Marcin Biernacki, e-mail: [marcin.biernacki@ien.com.pl](mailto:marcin.biernacki@ien.com.pl).

Instytut Energetyki Instytut Badawczy, ul. Mory 8, 01-330 Warszawa