DWUMIESIĘCZNIK 1(37)/2014
ISSN 1899-0886
CENA – 15 ZŁ (W TYM 8% VAT)

ELEKTROENERGETYKA ■ ODBIORCY – RYNEK ENERGII I GAZU ■ PALIWA DLA ENERGETYKI ■ CIEPŁOWNICTWO ■ TECHNOLOGIE

nowa Energia

GROUPE TIRU
Producent zielonej energii

Filia EDF

TIRU, producent zielonej energii

Elastyczność małego przedsiębiorstwa, siła potężnej Grupy

Ekspert w zakresie odzysku odpadów od 1922r., firma TIRU projektuje, buduje oraz eksploatuje instalacje przekształcania termicznego, biologicznego oraz surowcowego na terenie Francji, Wielkiej Brytanii i Kanady.

Będąc czołowym graczem swojego sektora, TIRU posiada odpowiednik 600 lat doświadczeń w zakresie eksploatacji instalacji przekształcania odpadów. Od 1946r. TIRU jest filią grupy EDF.

Technologia pieca wibracyjnego, specjalnie dostosowana do małych spalarni, od 8.000-80.000 ton odpadów rocznie

Wyłączność TIRU w zakresie optymalnego odzysku oraz komfortu eksploatacji.

Zrealizowanie 30 projektów w ciągu 30 lat, bez żadnej negatywnej referencji.

Technologia przyjazna środowisku, z niskim poziomem emisji spalin oraz niewielką ilością wytwarzanych niedopałów. Sprawdzona i oszczędna technologia, gwarantująca minimalną potrzebę konserwacji oraz wykorzystanie w maksymalnym stopniu.

www.groupe-tiru.com

Przedstawiciel w Polsce:
Exp-Peco Conseil
Andrzej Bednarz
Tel.: +48 605 347 784
expeco2@wanadoo.fr

Rozwiązujemy problemy towarzyszące eksploatacji nowych bloków energetycznych.

Oferujemy systemy zarządzania wiedzą wspierające utrzymanie stanu technicznego nowych urządzeń energetycznych.

nr LB-003/09 nr LB-179/09

PRZEDSIĘBIORSTWO FAIR PLAY 2013

pronovum®
RESEARCH & TECHNOLOGICAL SERVICES
Centrum Badawczo – Rozwojowe

Przedsiębiorstwo Usług Naukowo-Technicznych
„Pro Novum" Sp. z o.o.
ul. Wróbli 38, 40-534 Katowice
www.pronovum.pl

KOGENERACJA

- technologie, realizacja inwestycji, finansowanie

I Konferencja

Kogeneracja - technologie, realizacja inwestycji, finansowanie

10-11 kwietnia 2014 r. - Łódź

Partner:

Dalkia

Organizator:

nowa Energia

www.nowa-energia.com.pl

Spis **TREŚCI**

4 Co jest z tym „ciastkiem" różnicowym w energetyce jądrowej?
dr inż. Jerzy Majcher, dyrektor Wydziału Energetyki, Mott MacDonald Polska Sp. z o.o.

13 Czy nastąpi odblokowanie mocy przyłączeniowych?
mec. Agnieszka Chilmon, Dział Energetyki, Kancelaria Prawna Chałas i Wspólnicy

17 Instalacje Termicznego Przekształcania Odpadów Komunalnych w kontekście RIPOK - wybór technologii i koncepcji rozwiązania problemu
dr hab. inż. Grzegorz Wielgosiński, prof. PŁ, Wydział Inżynierii Procesowej i Ochrony Środowiska, Politechnika Łódzka

24 Kontrola legalności uchwał w zakresie gospodarowania odpadami komunalnymi. Spór rozstrzygnięty, sprawa zamknięta?
Aneta Pacek-Łopalewska, radca prawny, Kancelaria Prawa Ochrony Środowiska

29 Spalarnia odpadów komunalnych w Białymstoku - faza realizacji
Przedsiębiorstwo Usługowo-Handlowo-Produkcyjne „LECH" Sp. z o.o.

32 Mechanizmy wsparcia proponowane w projekcie ustawy o OZE
Tomasz Brzeziński, radca prawny, Kancelaria Wawrzynowicz i Wspólnicy

35 LAB - Pionier w oczyszczaniu spalin
Christian Fuchs, LAB GmbH

36 LAB Geodur - stabilizacja i zestalanie popiołów, pyłów i pozostałości z oczyszczania spalin ze spalarni odpadów
Martin Schmidt, LAB GmbH

37 Białystok - Zakład Termicznego Przekształcania Odpadów
Keppel Seghers

40 Termiczne przekształcanie osadów ściekowych jako jedna z metod ich utylizacji
Bogna Burzała, Centralne Laboratorium, „ENERGOPOMIAR" Sp. z o.o.

44 Monitoring emisji zgodnie z normą PN-EN 14181 oraz PN-EN 15267
Edward Sucharda, kierownik Działu Projektów i Serwisu PA, SICK Sp. z o.o.

46 Postępowanie z produktami reakcji w procesie oczyszczania spalin w ITPOK - czy rzeczywiście musimy tak jeść tę żabę?
Henryk Skowron, Inżynierskie Biuro Konsultingowe H. SKOWRON

56 Doświadczenia Doosan Lentjes w realizacji Zakładów Termicznego Przekształcania Odpadów Komunalnych
Rafał Psik, Doosan Lentjes

57 Możliwości zastosowania gazowej mikrokogeneracji MCHP XRGI w energetyce prosumenckiej
Tomasz Wałek, Piotr Kaleta, Instytut Inżynierii Produkcji, Wydział Organizacji i Zarządzania, Politechnika Śląska

63 Eksploatacja urządzeń cieplno-mechanicznych elektrowni po przekroczeniu trwałości projektowej - rekomendacje i doświadczenia Pro Novum
Jerzy Trzeszczyński, Przedsiębiorstwo Usług Naukowo-Technicznych „Pro Novum" Sp. z o.o.

68 Modernizacja izolacji termicznych
Agnieszka Lisikiewicz, technical service manager, ROCKWOOL Technical Insulation

70 Przygotowanie projektów CCPM
Rozmowa Tadeusza Szulca z Janem Reyem

75 XIV Międzynarodowa Konferencja Naukowo-Techniczna FORUM ENERGETYKÓW GRE 2014

Wydawca:
Nowa Energia - D. Kubek i M. Marchwiak s.c.
Adres Redakcji:
ul. Bosacka 52d, 47-400 Racibórz
Tel. (+48) 32 777 43 35-36
Fax (+48) 32 777 43 38
redakcja@nowa-energia.com.pl
www.nowa-energia.com.pl
Redaktor naczelna:
Dorota Kubek, kom. (+48) 602 647 315
dorota.kubek@nowa-energia.com.pl
Prezes wydawnictwa:
Mariusz Marchwiak, kom. (+48) 509 433 476
mariusz.marchwiak@nowa-energia.com.pl
Biuro
tel. (+48) 32 777 43 35
biuro@nowa-energia.com.pl
Dział handlowy:
Ewa Koczwara
Specjalista ds. Sprzedaży i Marketingu
kom. (+48) 603 220 011
tel. (+48) 32 777 43 36
reklama@nowa-energia.com.pl
konferencje@nowa-energia.com.pl
Redakcja techniczna:
Joanna Wyrobek
grafika@nowa-energia.com.pl
Obsługa informatyczna:
IT PASJA, www.itpasja.pl
Korekta:
Ewa Koczwara
Druk:
LCL Dystrybucja Sp. z o.o., www.lcl.com.pl

Redakcja zastrzega sobie prawo do skracania i redagowania tekstów.
Redakcja nie odpowiada za treść reklam.
Wykorzystywanie materiałów i publikowanie reklam opracowanych przez Wydawcę wyłącznie za zgodą Redakcji.
Artykułów niezamówionych Redakcja nie zwraca.

Projekt okładki:
TIRU S.A.

POLECAMY:

CO JEST Z TYM „CIASTKIEM” RÓŻNICOWYM W ENERGETYCE JĄDROWEJ?
dr inż. Jerzy Majcher, dyrektor Wydziału Energetyki, Mott MacDonald Polska Sp. z o.o.
Str. 4 ELEKTROENERGETYKA

INSTALACJE TERMICZNEGO PRZEKSZTAŁCANIA ODPADÓW KOMUNALNYCH W KONTEKŚCIE RIPOK - WYBÓR TECHNOLOGII I KONCEPCJI ROZWIĄZANIA PROBLEMU
dr hab. inż. Grzegorz Wielgosiński, prof. PŁ, Wydział Inżynierii Procesowej i Ochrony Środowiska, Politechnika Łódzka
Str. 17 PALIWA DLA ENERGETYKI

MOŻLIWOŚCI ZASTOSOWANIA GAZOWEJ MIKROKOGENERACJI MCHP XRGI W ENERGETYCE PROSUMENCKIEJ
Tomasz Wałek, Piotr Kaleta, Instytut Inżynierii Produkcji, Wydział Organizacji i Zarządzania, Politechnika Śląska
Str. 57 CIEPŁOWNICTWO

EKSPLOATACJA URZĄDZEŃ CIEPLNO-MECHANICZNYCH ELEKTROWNI PO PRZEKROCZENIU TRWAŁOŚCI PROJEKTOWEJ - REKOMENDACJE I DOŚWIADCZENIA PRO NOVUM
Jerzy Trzeszczyński, Przedsiębiorstwo Usług Naukowo-Technicznych „Pro Novum” Sp. z o.o.
Str. 63 TECHNOLOGIE

XIV MIĘDZYNARODOWA KONFERENCJA NAUKOWO-TECHNICZNA FORUM ENERGETYKÓW GRE 2014
Str. 75 TECHNOLOGIE

dr inż. Jerzy Majcher, dyrektor Wydziału Energetyki, Mott MacDonald Polska Sp. z o.o.

Co jest z tym „ciastkiem" różnicowym w energetyce jądrowej?

Środowisko inwestycyjne skupione wokół inwestycji w energetyce jądrowej wykorzystywanej do celów cywilnych, z dużą ciekawością obserwowało i obserwuje działania Rządu Wielkiej Brytanii oraz Dostawców Technologii i inwestorów, w tym przypadku Electricite de France (EDF) oraz AREVA, polegające na poszukiwaniu takiego narzędzia finansowego, które daje szanse na wdrożenie strategicznej polityki klimatyczno-energetycznej Rządu Wielkiej Brytanii oraz inwestora dysponującego sprawdzoną technologią najnowszej generacji reaktorów „III+".

Otóż determinacja Rządu Wielkiej Brytanii w promowaniu bezemisyjnych, stabilnych źródeł wytwarzania energii elektrycznej, po wykonaniu wielu specjalistycznych analiz w zakresie bezpieczeństwa, ekonomii oraz skutków socjalnych wynikających z decyzji o strukturze mocy zainstalowanych źródeł wytwarzania (w Polsce wdzięcznie nazywanej „energy mix") - sprowadziła się do przejrzystej i publicznie ogłoszonej procedury negocjacji tzw. **Kontraktu Różnicowego** *(Contract for Difference - CfD).*

Ostatecznie w listopadzie 2013 r., strony negocjacyjne ustaliły najważniejsze aspekty takiego Kontraktu Różnicowego, w tym publicznie znaną cenę transakcyjną (cena równowagi rynkowej) dla energii wytwarzanej w nowych blokach jądrowych, jakie mają powstać na Wyspach Brytyjskich. Pewnie nie byłoby w tym zdarzeniu niczego nadzwyczajnego, gdyby nie wątpliwość związana z podjęciem przez Komisję Europejską (KE) postępowania zmierzającego do zbadania legalności takiej umowy, z punktu widzenia ewentualnej, niedozwolonej pomocy publicznej. KE ma rozstrzygnąć, czy taki mechanizm finansowania inwestycji, z ceną gwarantowaną przez Rząd Wielkiej Brytanii, zawarty w formie wieloletniej (35 lat) umowy z podmiotem dominującym na rynku energetycznym jest zgodny z doktrynalnym zakazem subsydiowania działalności energetycznej, i czy nie koliduje on z zasadami liberalnego rynku energii.

Krótko mówiąc, cała branża energetyki od lat cierpiącej na brak mechanizmu, który mógłby zastąpić klasyczny model finansowania inwestycji infrastrukturalnych przed laty realizowanych metodą **„projekt finanse"**, czyli takim sposobem pozyskiwania środków z aranżacji finansowania dłużnego, który był zabezpieczany stabilnym długoletnim kontraktem sprzedaży (w Polsce KDT lub w UK PPA) energii elektrycznej. Taka długoletnia umowa zapewniała warunki całkowitej policzalności przyszłych przychodów inwestora, ponieważ strony umowy opierały się na zaakceptowanej projekcji (symulacji warunków) finansowej. W ten sposób inwestor w przejrzysty sposób udowadniał kredytodawcom w oparciu o KDT (kontrakt długoterminowy), że będzie dysponował takim przyszłym strumieniem przychodów i poniesie przewidywalne uwzględnione wszystkie koszty, dające gwaran-

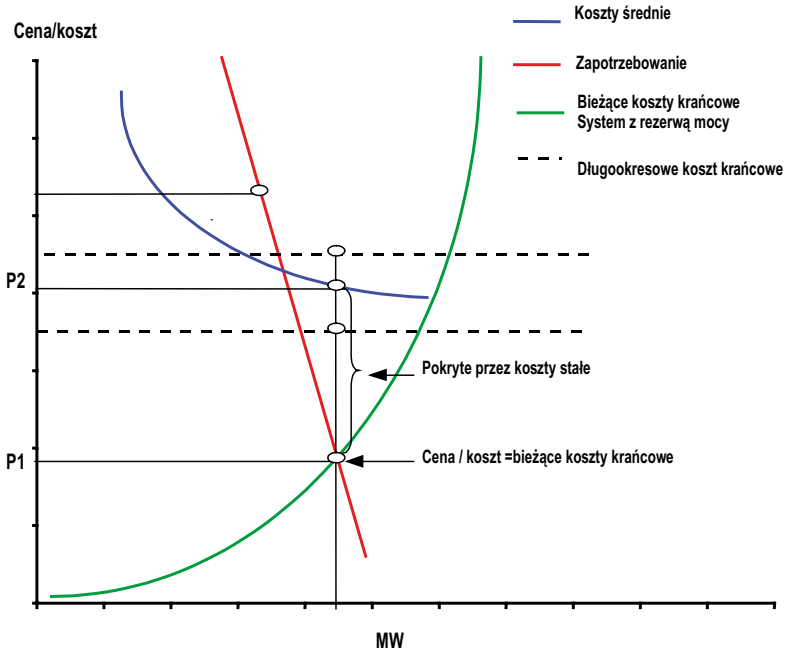
cję bankom i funduszom inwestycyjnym, że będzie w stanie spłacać swoje zobowiązania zwrotu udzielonych kredytów. Jakkolwiek większość poważnych inwestycji energetycznych w krajach UE-15 zostało w przeszłości zrealizowanych w oparciu właśnie o taki model finansowania metodą **„projekt finanse"**, to po wdrożeniu dyrektyw liberalizujących rynek energii elektrycznej ten sposób, gwarantujący jednej stronie bezkonkurencyjną sprzedaż w gwarantowanej cenie *(Feed in Tariff - FiT),* został uznany za sprzeczny z zasadami wolnego rynku i podlegał zakazowi z powodów niedozwolonej pomocy publicznej. Kontrakty Długoterminowe zostały rozwiązane z mocy prawa, a pozostające po nich tzw. koszty osierocone *(strenghted costs)* miały być rozliczone względem cen wolnorynkowych, ustalanych na rynku typu SPOT (ceny na giełdach i platformach obrotu energią elektryczną).

Trwające uwolnienie rynku obrotu energią elektryczną i brak wiarygodnego mechanizmu akceptowalnego przez banki inwestycyjne, które dodatkowo przeżywały kryzys finansowy wygenerowany przez sam sektor bankowy, spowodowały niemal histerię związaną z fetyszyzowaniem **ryzyka w inwestycjach** infrastrukturalnych. Ostatecznie nie było problemem zdobycie środków na finansowanie inwestycji, ale **naczelnym problemem w finansowaniu energetyki stało się przekonywujące zidentyfikowanie ryzyka inwestycyjnego.**

Tymczasem analiza ryzyka związanego z przewidywalnością cen energii elektrycznej na wolnym rynku, kształtowana na giełdach energii i platformach obrotu, głównie wg mechanizmu *Merit Order*, czyli w oparciu o zasadę kosztów krańcowych charakterystycznych dla określonej technologii. Mechanizm ten uwzględnia aktualne warunki wytwarzania, takie jak struktura mocy dyspozycyjnej, warunki przesyłu między systemami, sezonowość, cykliczność dobowa, warunki pogodowe i w tym deterministycznym zakresie możliwe było modelowanie cen. Ponadto z dużą dozą prawdopodobieństwa można było przewidzieć zachowanie graczy kształtujących poziomy cen na rynku typu SPOT. Jednak nie zawsze na giełdach energii elektrycznej można było przewidzieć istotne zdarzenia losowe, np. wielkie awarie systemowe, anomalie pogodowe oraz długość ich występowania lub częste spekulacyjne zachowania niektórych graczy, które w znaczny sposób powodowały niewytłumaczalność (brak analitycznych podstaw) skrajnych zjawisk zmian cen, które miałyby racjonalne wyjaśnienie. Sygnały cenowe z wolnego rynku obrotu energią elektryczną obarczone były dużą niepewnością, głównie dla wytwórców energii, których koszty krańcowe z racji określonej technologii znajdowały się blisko tzw. ceny równowagi, tj. ceny takiego wolumenu energii, który spotykał się z ceną kształtowaną przez odbiorców tzw. *Strike Price.* Mechanizm kształtowania ceny równowagi między podażą i popytem (wytwarzaniem i zapotrzebowaniem) na wolnym rynku typu SPOT w oparciu o zasadę SRMC *(Short Run Marginal Costs)* wyjaśnia rysunek 1.

Z zasady tej wynika, że każdy wytwórca oferujący w rozpatrywanym czasie cenę energii poniżej lub równej cenie punktu równowagi *(Strike Price),* stanowiącego zbilansowanie zapotrzebowania z wytwarzaniem energii przez Operatora Systemu. Ten charakterystyczny punkt określa stan, który będzie wskazywał tą energię wyznaczającą ostatniego z oferentów, który będzie dostarczał i sprzedawał energię w tej właśnie cenie. Każdy wytwórcy oferujący cenę energii elektrycznej niższą od ostatniego wytwórcy spełniającego powyższą zasadę równowagi, uzyska cenę równowagi, a zatem będzie miał nie tylko wyższy zysk, ponieważ jego cena była niższa od ceny równowagi, ale jeszcze osiągnie zysk nadzwyczajny. Oznacza to, że wytwórcy dysponujący technologią o niskich kosztach krańcowych będą zawsze sprzedawali swoje usługi i mieli kapitał wytwórczy zawsze zaangażowany w dostawy energii. Wytwory mając zapewniony przychód ze sprzedaży wyprodukowanej energii, odpowiadający prawie zawsze kosztom zmiennym produkcji, mają również pokryte koszty stałe wytwarzania.

W przypadku gdy dany wytwórca energii ma koszty (i cenę ofertową) powyżej ceny równowagi, wtedy Operator Systemu nie angażuje go jako czynnego dostawcy energii, a pozostawia go w rezerwie. Stan ten dla takiego wytwórcy oznacza, iż nie dość że nie uzyskuje przychodu ze sprzedaży, to musi ponieść koszty stałe związane z utrzymaniem zdolności wytwarzania. Pozostawanie w **nieopłaconej rezerwie mocy**, w przypadku takiego wytwórcy oznacza ponoszenie bieżącej straty. Stąd też obserwujemy na wolnym rynku stałe dążenie wytwórców do składania konkurencyjnych ofert niższych niż potencjalna cena równowagi. Zjawisko to doprowadziło do istotnego obniżenia **cen energii elektrycznej** na hurtowym rynku typu SPOT, ale jednocześnie tworzy zagrożenie wynikające z nieuzyskiwaniem wystarczających przychodów na inwestycje. Dlatego taki mechanizm wyzwolił ryzyko postrzegane przez banki i spowodował znaczne spowolnienie lub ograniczenie inwestycji. Z zasady ryzyko kosztuje, a rosnące koszty finansowania są również ważnym powodem rzekomej nieopłacalności inwestycji w energetyce, mając na uwadze skalę nakładów i długi okres zwrotu, występujący w warunkach niepewności. Mechanizm wyznaczania ceny równowagi (punkt P1) na rynku SPOT wyjaśnia rysunek 1.



Rys. 1. Wzajemny układ krzywych kosztów krańcowych wytwarzania (zielona krzywa), zapotrzebowania (czerwona prosta - ceny krańcowe, które odbiorca jest skłonny płacić), punkt P1 - cena rynku bieżącego SPOT *strike price* 1(SRMC), P2 - cena krańcowa długookresowa z uwzględnieniem pokrycia kosztów stałych (LRMC)

Jak widać z opisu mechanizmu działania wolnego rynku obrotu energią elektryczną, fundamentalnym elementem ryzyka danego wytwórcy jest realne zagrożenie pozostawania w rezerwie **z nieopłaconymi kosztami stałymi**. Takie zjawiska mają miejsce na krótkoterminowych rynkach obrotu energią elektryczną. W długim okresie czasu wytwórcy energii, nawet z wyższymi kosztami krańcowymi, w określonych warunkach pracy w systemie energetycznym, spotkają takie sytuacje, które uzasadnią ich zaangażowanie nawet z wysokimi cenami (szczyty zapotrzebowania, awarie, anomalie pogodowe, okresy remontowe, itp.). Dopiero wtedy uzyskają wyższe przychody ze sprzedaży, które mogą pokryć ich koszty stałe, ponoszone zawsze niezależnie od tego, czy dana elektrownia pracuje czy jest odstawiona do rezerwy. Niemniej jednak w długim okresie czasu taki wytwórca pracuje w oparciu o długookresowe kształtowanie kosztu (ceny) krańcowego, tzw. LRMC *(Long Run Marginal Costs).*

Inwestorzy powinni swoje decyzje inwestycyjne kształtować według właśnie tego mechanizmu (LRMC), a nie wg bieżącej sytuacji cenowej SRMC, ponieważ zawsze prowadzić to może, albo do hurraoptymizmu, albo w skrajnym przypadku, do odejścia od planów inwestycyjnych. Właśnie obecnie w polskim sektorze energetycznym mamy do czynienia z błędnym sposobem podejmowania (wstrzymywania) decyzji na podstawie sygnałów cenowych zawartych w mechanizmie SRMC.

Powyżej opisany **dylemat pokrywania (lub nie) kosztów stałych** w wyniku działania wolnego rynku bieżącego w oparciu o zasadę *Merit Order,* wyznaczającego ceny równowagi, która kwalifikuje dany podmiot do tytułu do uzyskiwania przychodów lub eliminuje ze sprzedaży energii elektrycznej z powodu ceny wyższej, niż kupujący jest skłonny za nią zapłacić. Zjawisko gry rynkowej na rynku typu SPOT i realne ryzyko nieuzyskiwania przychodu, przy występujących kosztach stałych, jest głównym powodem postrzegania wytwórców energii elektrycznej (głównie konwencjonalnych źródeł) jako obarczonych wysokim **ryzykiem deficytu środków,** niezbędnych **do pokrywania zobowiązań kredytowych.** Rynek typu SPOT obejmuje w różnych krajach ok. 30-40% całości obrotów energii elektrycznej.

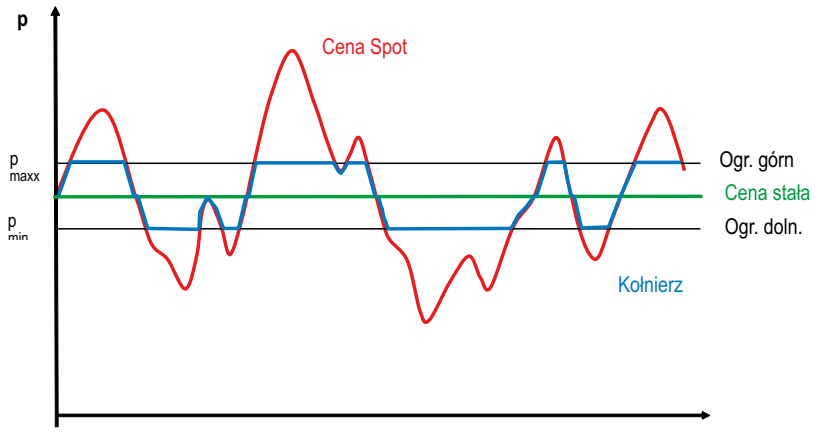
Gdyby nie występował równolegle rynek kontraktów dwustronnych, stanowiący ok. 60-70% obrotów, z ustalanymi cenami energii wg uzgodnionych w okresie kontraktowania formuł cenowych, sektor energetyczny byłby pozbawiony fundamentów stabilności przychodów, zdolnych do obsługi zobowiązań w szczególności długoterminowych.

Tego niekorzystnego zjawiska nie było w poprzednim modelu finansowania inwestycji w energetyce, ze względu na to, że zwykle w KDT występowały dwa lub trzy tytuły płatności. Pierwszy z nich określał cenę mocy zamówionej - była to **płatność za moc dyspozycyjną** - i ona zwykle pokrywała koszty stałe, w tym również koszty obsługi kredytów udzielanych przez banki na wybudowanie źródła o określonej mocy zainstalowanej, gotowej do jej dysponowania. Drugi strumień przychodów w KDT obejmował **sprzedaż energii wytworzonej (mierzonej licznikami)** w źródle dysponującym mocą zainstalowaną. Zwykle koszt wytworzenia energii w źródle konwencjonalnym pokrywał się z kosztem zmiennym wytwarzania. W dużej mierze ten strumień przychodu odpowiada cenom energii na rynkach typu SPOT, stąd luka i dylemat braku przychodu wynikającego z pokrycia kosztu stałego (kosztu utrzymania mocy).

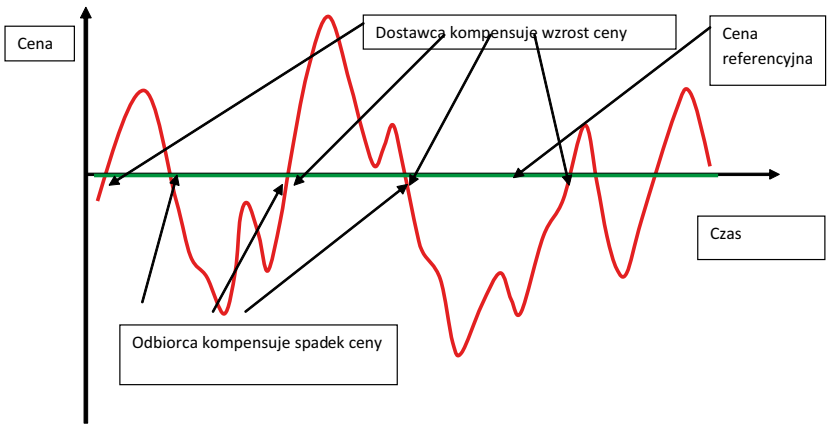
Tylko w przypadku, kiedy źródło wytwarzania mogło być sporadycznie dysponowane do ruchu, KDT za-

wierał również dodatkową klauzulę bezpieczeństwa poprzez zgodę stron na tzw. Minimalną Ilość Energii *(Minimum Take)*, zapewniającą komfort spłaty zobowiązań kredytobiorcy wobec banków finansujących inwestycję w to źródło. Ten strumień przychodu zawsze pokrywał koszty stałe wytwórcy, zobowiązanego do spłaty zobowiązań kredytowych.

Poszukując sposobu na ograniczenie ryzyka cenowego, jak i uniknięcia sytuacji pozostawania długotrwale w rezerwie bez zaangażowania w wytwarzanie, zaczęto doskonalić umowy handlowe sprzedaży/zakupu energii elektrycznej. Doskonalenie rynku energii spowodowało stworzenie nowej struktury kontraktów nazwanych Kontraktami Kołnierzowymi *(Collar Contracts)*. Odniesieniem w tych kontraktach były ceny rynkowe z rynków bieżących typu SPOT, ustanawianych na przejrzystych i publicznie znanych cenach giełdowych. Jednak umawiające się strony, tj. kupujący jak i sprzedający, chcąc uniknąć sytuacji, że w stosunku do publicznie znanych cen, mogłyby ponieść nieprzewidywalną stratę lub nadzwyczajny zysk, postanowiły wzajemnie sobie **kompensować różnice** między cenami na wolnym rynku, a ceną transakcyjną zawartą z drugą stroną.



Rys. 2. Mechanizm działania kontraktu kołnierzowego ograniczającego fluktuację cen na wolnym rynku do zakresu między ceną maksymalną Pmax oraz minimalną Pmin na tle cen rynkowych. Niebieska krzywa obrazuje strumień przychodów dla wytwórcy; czerwona część krzywej, wychodzącej poza margines zakresu uzgodnionego przez strony kontraktu, są wzajemnie kompensowane, zarówno od góry przy wzroście cen rynkowych, jak i od dołu przy spadku cen rynkowych. W ten sposób strony uniezależniają się od losowych fluktuacji cen na rynku bieżącym



Rys. 3. Mechanizm kompensowania wzajemnego różnic cenowych względem ceny referencyjnej przez dostawcę i odbiorcę na rynku kontraktów bilateralnych - dwukierunkowy (kontrakt z kompensacją symetryczną jak w umowie zawartej w UK)

Z uwagi, na fakt, że w **Kontraktach Kołnierzowych** istniała możliwość wzajemnego kompensowania różnicy cen (co najmniej na kilka sposobów), które z kolei w różny sposób ograniczały ryzyka stron, warto je omówić jak następuje.

Pierwszy rodzaj kontraktu to Kontrakt z Symetrycznym Zwrotem Różnicy Ceny (SZRC) pomiędzy ceną transakcyjną a ceną z wolnego rynku, np. określonej giełdy energii elektrycznej (EEX, POLPEX i in.). Mechanizm symetrycznego zwrotu różnic cen ilustruje rysunek 3.

Jakie są techniki kompensowania zmienności cen na rynku spot?

Techniki pokonywania różnic cenowych, a co za tym idzie obniżania ryzyka cenowego, strony kontraktów rozwiązują w wieloraki sposób. Poniżej na przykładach zostaną omówione zjawiska cenowe, ryzyka oraz sposoby, pozwalające stronom transakcji „uodpornić" kontrakty od nadmiernego ryzyka.

Jeśli założymy, że cena energii w czasie zmienia się, np. symetrycznie, względem ceny odniesienia wg krzywej zbliżonej do odkształconej sinusoidy, tak jak na rysunku 3.

Jeżeli krzywa cenowa na rysunku 3 jest taka sama zarówno dla dostawcy, jak i odbiorcy, to kontrahenci całkowicie rekompensują sobie występowanie różnic cenowych na rynku bieżącym i transakcja odbywa się

wg ceny bazowej (stałej). W kontraktach dwustronnych dwukierunkowych wytwórca energii i jej nabywca ustalają cenę i wolumen energii na każdy okres handlowy (doba, godzina). Jeżeli chwilowa cena rynkowa różni się od ceny ustalonej w kontrakcie na dany okres handlowy, wówczas strony kontraktu rekompensują sobie wzajemnie różnice.

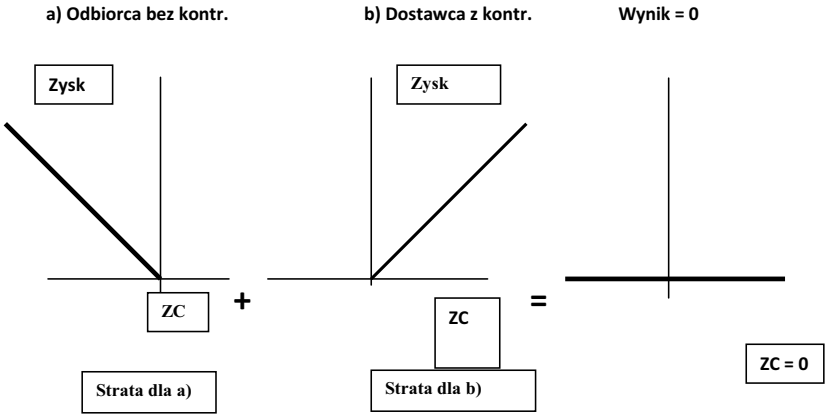
Co to są profile ryzyka cenowego i jak się z nich korzysta?

Mimo, że kontrakty dwukierunkowe są realizowane po ustalonej cenie, to jednak zarówno wytwórca, jak i nabywca ponoszą pewne ryzyko związane z tym, że wielkość energii wyprodukowanej lub pobranej może różnić się od wielkości zakontraktowanej.

Gdyby tę sytuację zilustrować na „Płaszczyźnie ryzyka cenowego", zarówno dla dostawcy, jak i odbiorcy, taka sytuacja wyglądałaby jak na rysunku 4.

Oś pionowa reprezentuje zysk lub stratę wynikającą z dyskutowanych różnic. Zmiany cen są przedstawione na osi poziomej. Przecięcie osi pionowej z poziomą wyznacza cenę określoną w kontrakcie. Przy cenie rynkowej równej cenie określonej w kontrakcie nabywca energii nie ponosi strat, ale też nie ma zysku związanego z wahaniami zapotrzebowania (punkt przecięcia osi na rys. 5). Jeżeli cena rynkowa spada, nabywca nie mając kontraktu osiągałby dodatkowy zysk w stosunku do założonej ceny. Jeżeli cena rynkowa rośnie - ponosi on straty w stosunku do umówionej ceny. Profil ryzyka cenowego w części a (rys. 4) przyjmuje wartości dodatnie (zysk) lub ujemne (strata) w zależności od zmiany ceny rynkowej (oś ZC). Wielkość zysków lub strat zależy od wielkości zapotrzebowania tego nabywcy. Zapotrzebowanie wyznacza pochylenie prostej profilu ryzyka. Im większe zapotrzebowanie tym bardziej pochylona jest linia prosta profilu ryzyka.

Pierwszy wykres po lewej stronie (rys. 5a) przedstawia przypadek wyodrębnionego odbiorcy, kiedy cena na rynku bieżącym nie przekracza ceny umownej. W tej sytuacji odbiorca ma zysk na transakcji dostawy lub gdy cena na rynku bieżącym jest wyższa od transakcyjnej, ponosi on stratę na transakcji (część a) - odbiorca bez kontraktu różnicowego).



Rys. 4. Przypadek płaszczyzny ryzyka kiedy strony kontraktu (sprzedający lewa płaszczyzna i kupujący prawa płaszczyzna) osiągają zysk lub stratę w funkcji zmiany ceny (ZC). Przy symetrycznej kompensacji, pomimo zmian cen na rynku bieżącym strony całkowicie pokrywają (sumują) sobie występujące różnice cenowe. Dla stron kontraktu wynik jest zawsze neutralny, całkowicie skompensowany

Odwrotnie sytuacja taka ma miejsce dla dostawcy, w sensie zysku lub straty na transakcji względem ceny referencyjnej (część b) - dostawca bez kontraktu różnicowego).

Aby „uciec" od ryzyka poniesienia straty, obie strony zawierają transakcję wzajemnego kompensowania sobie odstępstw od ceny transakcyjnej (stałej-bazowej). Dodanie dwóch Profili Ryzyka prowadzi do profilu wynikowego. Takie kontrakty nazywane są Kontraktami Różnicowymi Dwukierunkowymi.

Gdyby nachylenia prostych dla dostawcy i odbiorcy różniły się między sobą (co oznacza, że w okresach handlowych pobór energii przekracza wielkość zakontraktowaną), kompensaty byłyby z różnymi wagami i w zależności od odchyleń cenowych jedna lub druga strona miałaby zysk lub stratę (rys. 4). Taki przypadek nosi nazwę **Kontraktu Różnicowego Niesymetrycznego.**

Jest w praktyce rynkowej kilka modeli kontraktów bilateralnych z kompensatami, które można zestawić w następujące kategorie:

Kategorie Kontraktów bilateralnych różnicowych:

a) Z symetryczną kompensacją odchyleń cenowych (jak rys. 3 i 4),
b) Z niesymetryczną kompensacją odchyleń cenowych (jak w opisie powyżej),
c) Z niesymetryczną kompensacją z opłatą stałą dla wytwórcy (za moc dyspozycyjną),
d) Z kołnierzowym max-min zakresem kompensacji.

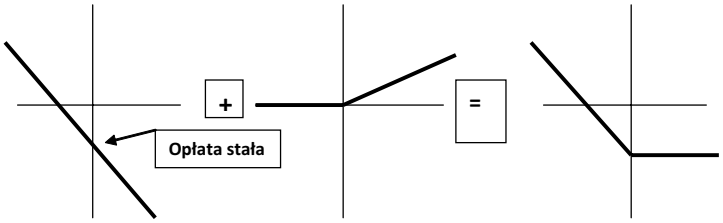
Pierwsze dwie kategorie a i b zostały opisane powyżej, kategoria c - przypomina obecnie istniejące kontrakt długoterminowe KDT, w których wytwórca energii otrzymywał stałą opłatę od odbiorcy za utrzymywanie mocy dyspozycyjnej niezależnie od tego, czy odbierał energię elektryczną.

Taką sytuację przedstawia profil ryzyka dla kontraktu jednokierunkowego, w którym kompensata należy się tylko nabywcy od dostawcy (Kontrakt Jed-

nokierunkowy), ale dostawca uiszcza jeszcze opłatę stałą za moc dyspozycyjną.

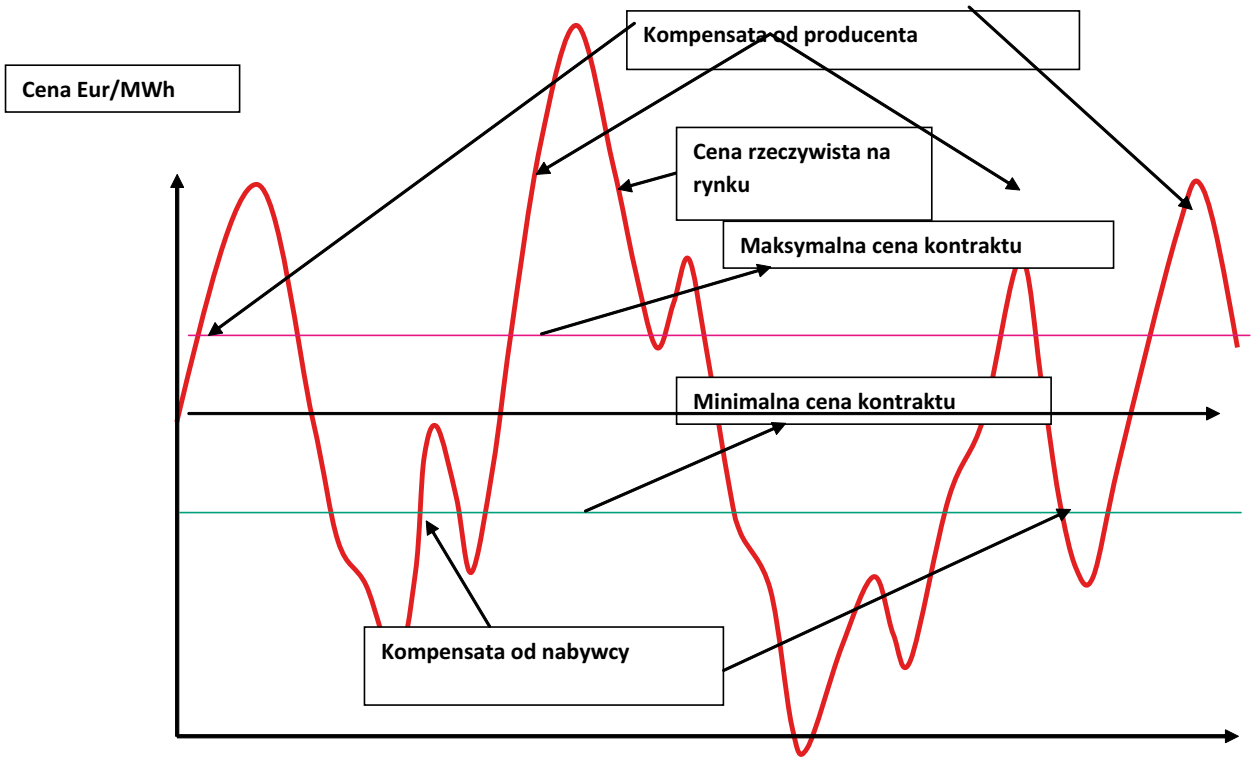
Profil ryzyka dla tego typu kontraktu można naszkicować jak na rysunku 7.

W zakresie max-min strony godzą się na płacenie cen rynkowych, a po przekroczeniu ograniczeń wzajemnie kompensują sobie straty. Wynikowy profil (rys. 8c) oznacza, że poza granicami max-min nastąpiło przekroczenie



a. Bez kontraktu b. Profil jednokierunkowy c. Profil wynikowy

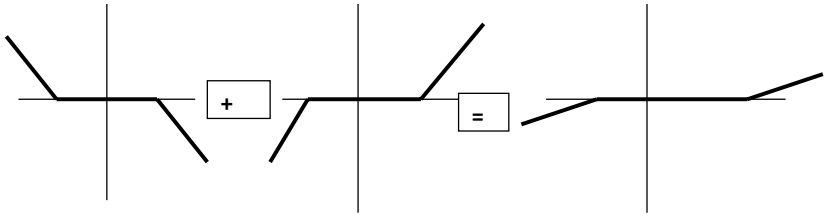
Rys. 5. Przypadek płaszczyzny ryzyka w kontrakcie jednokierunkowym (kompensata dla nabywcy) oraz ze stałą opłatą za moc dyspozycyjną płaconą dostawcy



Rys. 6. Kontrakty typu max-min tzw. kołnierzowe *(Collar Contract)*. Strony w obrębie max-min płacą ceny rzeczywiste, a po ich przekroczeniu następuje odpowiednia kompensata

wolumenu zakontraktowanej energii i dlatego występują wynikowe straty lub zyski.

Jak widać z powyższych opisów możliwe jest zawieranie wielu różnych typów kontraktów dwustronnych. Z dwukierunkową kompensatą, z jednokierunkową kompensatą - kiedy zwrot zmiany ceny następuje tylko dla jednej ze stron kontraktu oraz kontrakty typu „kołnierzowego". Każdy z tych kontraktów może również uwzględniać opłatę stałą za gotowość dostawcy (moc



a. Bez kontraktu b. Z kontraktem c. Profil wynikowy

Rys. 7. Profil ryzyka dla kontraktu dwustronnego dwukierunkowego z ograniczeniem wzrostu ceny od góry powyżej ustalonego maksimum lub spadku ceny poniżej ustalonego minimum

dyspozycyjną) niezależnie od wolumenu pobranej rzeczywiście energii. Rodzaj kontraktu z reguły jest dostosowany do charakterystyki (oczekiwań) odbiorcy energii oraz jego priorytetów w dostawach.

Na cenę energii ma również wpływ ciągłość jej dostaw (czy jest dostarczana z przerwami lub znacznymi wahaniami wolumenu mocy), z gwarancją lub bez gwarancji.

Powyższy opis rodzaju i sposobu kontraktowania w sposób bezpośredni przekłada się na język zawieranej umowy i odpowiednie jej klauzule pomiędzy stronami.

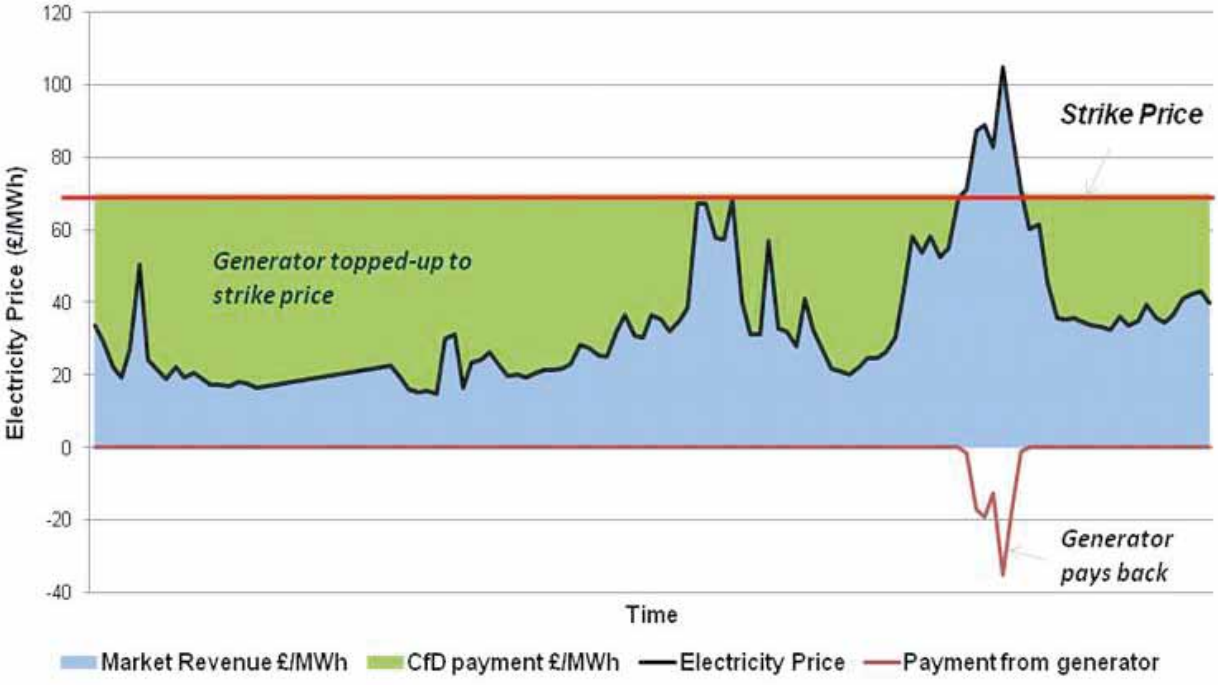
Kontrakty różnicowe w praktyce UK

W rzeczywistości rynkowej kontrakt symetryczny różnicowy działa jak na rysunku 8. Czerwona pozioma linia wyznacza uzgodnioną cenę, gwarantującą opłacalność inwestycji i zdolność pokrywania zobowiązań. Błękitny obszar oznacza strumień przychodu dla wytwórcy uzyskiwany z wolnego rynku, np. sprzedaży energii na giełdzie energii. Czarna linia wyznacza fluktuację cen na rynku giełdy (cena odniesienia). Przy zbyt niskiej cenie obszar ograniczony polem w kolorze zielonym oznacza strumień przychodu, uzupełniany przez gwaranta, pokrywającego różnicę ceny rynkowej i ceny transakcyjnej. Natomiast przekroczenie ceny rynkowej ponad cenę transakcyjną i przychód wytwórcy przewyższający cenę transakcyjną oznacza konieczność zwrotu (kompensację) przychodu wytwórcy uzyskanego na rzecz gwaranta. Mamy w tym przypadku do czynienia z modelem symetrycznej kompensacji różnic w proporcji 1:1. Jest to najprostszy model kontraktu różnicowego tzw. *Contract for Difference.*

Gdyby dokonać analizy ryzyka zilustrowanego na płaszczyźnie ryzyka „Ryzyko w funkcji Różnicy Ceny", to ten przypadek wyjaśniały zamieszczone wcześniej rysunki 3 oraz 4. Wynika z nich pełen komfort spowodowany całkowitą kompensacją ryzyka zmiany ceny względem ceny gwarantowanej.

Taki właśnie rodzaj kontraktu został najprawdopodobniej zagwarantowany w Wielkiej Brytanii dla budowy nowej elektrowni jądrowej Hinkley Point C zawarty z EDF, pierwszej od ponad 20 lat inwestycji w tym sektorze w Wielkiej Brytanii. Koszt inwestycji szacowany był wstępnie na poziomie 16 mld funtów, przy cenie 92,5 GBP/MWh dostarczonej energii. Kontrakt ten ma również gwarancje dla dostawcy technologii na poziomie 10 mld DBP. Co więcej, dla podkreślenia determinacji Rządu UK dla budowy stabilnych i bezemisyjnych źródeł energii, jakimi są bloki jądrowe, Minister ds. Energii i Zmiany Klimatu zastosował zdrową zasadę gospodarki wielkotowarowej i ogłosił, że w przypadku budowy kolejnych bloków jądrowych w zastępujących wysłużone reaktory typu Magnox w elektrowni Sezewell C, nowymi blokami o łącznej mocy 3,6 GW (prawdopodobnie w technologii dostarczonej przez GE Hitachi), gwarantowana cena energii powinna wynosić 89,2 GBP/MWh przez co najmniej 20 lat.

Rząd Brytyjski poza jasną polityką energetyczną ogłaszaną i obowiązującą w długim okresie czasu, stawia również wysokie wymagania inwestorom, oczekując od nich nie tylko ograniczenia wzrostu cen czystej



Rys. 8. Realny przykład działania kontraktu CfD w odniesieniu do cen na wolnym rynku energii elektrycznej. Czerwona linia krzywa ilustruje mechanizm kompensowania różnicy cen przekraczających cenę odniesienia (Strike Price).

energii, ale swoje gwarancje obwarował ostrymi wymaganiami w zakresie dyscypliny budżetowej inwestycji (nie akceptuje wzrostu ceny inwestycyjnej) oraz dyscypliny harmonogramowej (nie akceptuje opóźnień inwestycji jądrowych).

Czy kontrakt różnicowy (CfD) jest niedopuszczalną pomocą publiczną?

Komisja Europejska poinformowała o rozpoczęciu postępowania wyjaśniającego w sprawie udzielenia rzekomej pomocy publicznej na rzecz projektu budowy elektrowni atomowej Hinkley Point C.

KE wszczęła procedury wyjaśniające, które obejmować będą **głównie prawidłowość przeprowadzenia konsultacji społecznych i badania możliwości wykorzystania pozycji dominującej przez EDF.** W komunikacie KE zaznaczyła, że istnieją pewne obawy, że brytyjscy podatnicy mogą ponieść łączne koszty rzędu 17 mld funtów w ramach kontraktu typu **CfD** uznanego za rodzaj subsydiów zaproponowanych inwestorowi - francuskiemu koncernowi **EDF**. Oznaczać by to mogło, że domniemane subsydia byłyby wyższe od szacowanej wartości inwestycji.

Unijny komisarz ds. konkurencji publicznie oświadczył, że projekt ten wraz z towarzyszącą mu umową (CfD) zawartą pomiędzy inwestorem, a rządem „jest niezwykle złożony i o niespotykanej do tej pory naturze i skali" (?). Z tej wypowiedzi wynika raczej niewielka wiedza komisarza w zakresie metod kontraktowania wieloletniego, ponieważ tego rodzaju kontrakty zawierane są zwykle w wyniku długotrwałych negocjacji, strony kontraktu symetryzując wzajemnie obowiązki i prawa, tworzyły zapisy w umowie, która w naturalny sposób stawała się **„księgą opisującą mechanizm CfD"**. Dziennikarze oraz prasa fachowa niemal na bieżąco informowały o przełomowych momentach trudnych negocjacji między stronami. Z pewnością zawarcie umowy typu CfD w Wielkiej Brytanii, nie było zaskoczeniem dla środowiska zajmującego się obrotem energią elektryczną, jak i środowiska inwestorów w tym sektorze.

Zarówno inwestor EDF, jak i Brytyjski Rząd są przekonani, że postępowanie wykaże ostatecznie konieczność udzielenia kontrolowanej społecznie pomocy publicznej dla tego typu projektu, ale tylko w celu zminimalizowania losowego ryzyka zmian cen wolnego rynku i ochrony odbiorców taryfowych przed niekontrolowanym wzrostem cen. W przypadku determinacji Rządu UK w przejrzystym wdrażaniu zaakceptowanej strategii rozwoju branży i kraju, gwarantującej bezpieczeństwo dostaw energii wszystkim mieszkańcom. Natomiast inwestor EDF po raz kolejny potwierdził, że bez mechanizmów preferencyjnych projekt Hinkley Point C nie byłby opłacalny, z powodu wysokiego ryzyka wynikającego z mechanizmów funkcjonowania wolnego rynku i wyceny energii w oparciu o zasadę SRMC, pomijającej fakt nie uwzględniania w walce konkurencyjnej kosztów stałych odpowiadających w przybliżeniu cenie mocy dyspozycyjnej (lub zainstalowanej).

Brytyjski sekretarz stanu ds. energii, Edward Davey, niedawno odwiedzający Polskę, z którym miałem przyjemność dyskutować w Ambasadzie UK, konsultując politykę energetyczną i klimatyczną, stwierdził w publicznym komunikacie, że decyzja Komisji Europejskiej o wszczęciu postępowania jest standardową procedurą w takich przypadkach. Jego zdaniem projekt spełnia wszelkie wymogi unijne w zakresie dozwolonej pomocy publicznej.

Kluczowym elementem podpisanego w październiku 2013 r. wstępnego porozumienia pomiędzy rządem brytyjskim a EDF jest wysokość tzw. *Strike Price*, czyli gwarantowanej ceny za energię wytworzoną w planowanej elektrowni. Ustalona została ona na poziomie 92,5 GBP za MWh. Gwarancje rządowe przewidują, że w przypadku gdy rzeczywista cena hurtowa energii będzie niższa, dopłaci on inwestorowi brakującą kwotę. W przypadku gdy cena będzie wyższa, koszty weźmie na siebie inwestor.

Mechanizm ten ma obowiązywać przez 35 lat od momentu uruchomienia elektrowni, a ewentualne subsydia finansowane będą pochodziły z opłaty doliczanej do rachunków za energię dla wszystkich jej konsumentów w Wielkiej Brytanii. Jest to znany mechanizm *Tariff in Feed (FiT)*. W praktyce oznacza ten mechanizm, że koszty inwestycji pokryje końcowy odbiorca i tak się dzieje we wszystkich państwach świata. W przypadku UK ta procedura jest jawna i przejrzysta, a Rząd UK, realizujący strategię rozwoju kraju, zapewnia jej realizowalność, kontrolując zobowiązania w publicznie znany sposób.

Dodatkowo Rząd Wielkiej Brytanii, konsekwentnie realizując politykę energetyczną kraju, zobowiązał się również do udzielenia EDF gwarancji finansowych na łączną kwotę do 10 mld funtów, która pozwoli inwestorowi pozyskać finansowanie na realizację projektu. **W Wielkiej Brytanii nie pozoruje się założonej polityki energetycznej, tylko w sytuacji gdy zyskują one akceptację społeczną. Rząd konsekwentnie i metodycznie realizuje ją w zgodzie z procedurami obowiązującymi w UE.**

Obecnie środowisko energetyki zawodowej uważnie obserwuje działania KE zarówno w zakresie merytorycznych decyzji, które mogą wykazać trend w administracyjnej ingerencji w wolny rynek energii, jak i w odniesieniu do harmonogramu podejmowania takich decyzji, bezsprzecznie wpływających na wolny rynek. Dzisiaj nie wiadomo kiedy KE może ogłosić ostateczną decyzję w sprawie rzekome-

go wsparcia publicznego dla projektu Hinkley Point C. Teoretycznie procedura może być prowadzona nawet do połowy 2015 r., jednak Brytyjski Rząd oczekuje, że Komisja potraktuje sprawę priorytetowo i wyda pozytywną decyzję nie później niż w pierwszej połowie 2014 r. Każda zwłoka będzie działała na niekorzyść zarówno inwestorów, Rządu (jako strony **CfD**), jak i w ostateczności odbiorców energii, bo element czasu w inwestycjach ma również swój istotny koszt.

Według pierwotnego harmonogramu EDF miał podjąć ostateczną decyzję inwestycyjną w sprawie brytyjskiej elektrowni atomowej HP-C w czerwcu przyszłego roku. W niedawnym oświadczeniu publicznym prezes koncernu podtrzymał ten termin. Każda ingerencja administracji UE w misternie przygotowany plan inwestycyjny będzie powodowała dodatkowe koszty, w tym koszty społeczne. KE ma świadomość, że tzw. **stałe okno technologiczne,** wynikające z wybranej technologii, ma stały okres budowy, co oznacza, iż spóźnienie rozpoczęcia budowy będzie skutkować spóźnieniem jej zakończenia, a w konsekwencji poważnie zaburzy bilans energetyczny UK po 2023 r. Ten dylemat równie uważnie powinien analizować Polski Rząd i Sejm w odniesieniu do przesuwanego w czasie terminu rozpoczęcia inwestycji jądrowej w Polsce.

Według przyjętego harmonogramu w UK w porozumieniu **CfD**, elektrownia powinna zostać oddana do użytkowania w 2023 r. Przewiduje on również, że koszty ewentualnych opóźnień projektu poniesie inwestor, jeśli zwłoka będzie spowodowana z jego winy.

Co jest atrakcją modelu CdF?

Według deklaracji Rządu UK ten rodzaj umowy nie zakłóca gry konkurencyjnej na rynku cen bieżących, gdyż nowa elektrownia jest z niego wyłączona w okresie gwarancji zakupu energii. Wynika z tego, że w strukturze bilansu mocy będzie zajmowała pozycję źródła wymuszonego, tzw. *Must Run.*

Niewątpliwie z powodu generacji pozbawionej emisji CO_2 umowa ta nie będzie również wpływać na ceny rynkowe pozwoleń na emisję w rynku ETS. Bezsprzecznie obniży poziom emisji przemysłowych w bilansie emisji całej Wielkiej Brytanii, a zatem założone cele związane z efektem cieplarnianym zostaną zrealizowane zgodnie z przyjętą polityką klimatyczną.

Wytwórca energii ze źródła jądrowego zawsze zwraca różnicę ceny między ceną uzgodnioną w kontrakcie **CfD,** a w rezultacie powoduje obniżenie ceny odbiorców taryfowych. Wytwórca, zwracając różnicę ceny, powoduje również stabilizację przychodu z nowego źródła.

Symetryczny mechanizm zwrotu różnicy cen odniesionych do cen obowiązujących na wolnym rynku, występuje w długim okresie czasu i jest znany wszystkim uczestnikom rynku, zapewniając jego przejrzystość.

Niższy koszt kapitału inwestycyjnego powoduje obniżenie ceny gwarantowanej dla energii, co przyciąga wystarczającą ilość potencjalnych inwestorów z konkurującymi technologiami i kosztami inwestycyjnymi.

CfD tworzy otwarty mechanizm, taki sam w zakresie warunków obowiązujących wszystkich uczestników rynku, zapobiegając tym samym preferencji lub restrykcji wybranych podmiotów.

Elastyczność czasowa i znane okresy obowiązywania zasad ustanawiają kierunki gospodarki zmierzające do osiągnięcia celów jakimi są pełne wdrożenie parametrów zapisanych w polityce energetycznej i klimatycznej.

Stabilne i przewidywalne produkcyjnie źródło wytwarzania energii elektrycznej przez co najmniej 60-70 lat, będzie dawało solidną podstawę do zapewnienia niezawodnego zasilania odbiorców, w sytuacji wzrostu ilości źródeł odnawialnych, opartych na wietrze, fotowoltaice, energii fal morskich oraz biomasie, które charakteryzują się tylko okresową i losową zdolnością wytwarzania.

Po okresie gwarancyjnym, gdy inwestorzy i kredytodawcy uzyskają zwrot z poniesionych nakładów, elektrownia jądrowa przystąpi do konkurencji na wolnym rynku. Mając na uwadze relatywnie niską cenę paliwa jądrowego, będzie się legitymowała jednym z najniższych kosztów zmiennych wytwarzania energii elektrycznej, co daje gwarancję zajmowania pozycji z ceną poniżej bieżącej ceny równowagi, tj. *Strike Price.*

Konkluzje

Wracając do tytułowego „ciastka", warto życzyć sobie w Polsce, abyśmy powtórzyli brytyjski paradoks, czyli mieli taki komfort jaki ma Rząd UK, który **zje ciastko i będzie miał ciastko.** □

Literatura:

[5] Liberalizacja rynku energii elektrycznej, przegląd sytuacji prawnej i organizacyjnej. Mechanizmy wdrażania konkurencyjnego rynku na świecie i w UE - implikacje dla branży energetycznej i sektora elektroenergetyki - Instytut Doskonalenia Wiedzy o Rynku Energii – Warszawa, styczeń 2006 r. - dr inż. Jerzy Majcher.

[6] Strategie na rynkach energii elektrycznej - Instytut Doskonalenia Wiedzy o Rynku Energii - Warszawa 2003 r. - Marek Zerka.

[7] Materiały Konferencyjne - 8th Annual European Nuclear Power Conference-2013, June 26-27 - Warsaw - PLATTS.

mec. **Agnieszka Chilmon**, Dział Energetyki, Kancelaria Prawna Chałas i Wspólnicy

Czy nastąpi odblokowanie mocy przyłączeniowych?

Podpisanie umowy o przyłączenie źródła do sieci nie zawsze kończy się jego przyłączeniem. Dzieje się tak w szczególności, gdy strona nie posiada środków pieniężnych niezbędnych do rozpoczęcia lub zakończenia inwestycji, jak również, gdy nie uzyskuje wymaganych prawem pozwoleń budowlanych czy środowiskowych. Inwestycje w nowe źródła wytwórcze wymagają bowiem ogromnych nakładów finansowych, jak również uzyskania szeregu zezwoleń, pozwoleń czy dokonania zgłoszeń.

Czynniki te niejednokrotnie wpływają na opóźnienia w realizacji procedury przyłączeniowej źródła do sieci. Wyegzekwowanie wykonania umowy przez drugą stronę może sprawiać trudności, zwłaszcza jeśli umowa nie zawiera lub zawiera niedookreślone postanowienia dotyczące terminu realizacji przyłączenia lub odpowiedzialności za opóźnienie. Natomiast rozwiązanie takiej umowy często staje się nieopłacalne wskutek nałożenia wysokich kar umownych albo podjęcia przez stronę działań zmierzających do wybudowania inwestycji i poniesienia związanych z tym kosztów, których zwrotu domagałaby się strona w przypadku odstąpienia od umowy.

Jeśli umowa dotyczy przyłączenia nowego źródła, wobec którego realizowana inwestycja jest opóźniona, wówczas następuje czasowe zablokowanie dostępnej mocy przyłączeniowej. Może się jednak zdarzyć, że przejściowe problemy związane z brakiem finansowania inwestycji lub odmową wydania odpowiednich pozwoleń staną się poważną przeszkodą w realizacji przyłączenia takiego źródła. W takim przypadku przedsiębiorstwo energetyczne będzie miało do czynienia z przyłączeniem „na papierze", co jest oczywiście niewskazane, biorąc pod uwagę konieczność pokrycia zapotrzebowania na energię elektryczną w kraju. Aby uniknąć takich sytuacji, strony powinny zwolnić uprzednio zakontraktowaną moc przyłączeniową poprzez rozwiązanie umowy o przyłączenie. Przedsiębiorstwo dystrybucyjne lub przesyłowe posiada bowiem ograniczone ilości mocy przyłączeniowej. Zablokowanie mocy może skutkować odmową przyłączenia innego podmiotu ubiegającego się o przyłączenie ze względu na brak technicznych warunków przyłączenia i dostarczania energii.

Harmonogramy przyłączenia jako essentialia negotii umowy o przyłączenie

Środkiem dyscyplinującym strony takich umów mają być między innymi harmonogramy przyłączenia, wprowadzone przepisami tzw. małego trójpaku[1]. Zgodnie z treścią art. 11 ust. 1 wszystkie umowy przyłączeniowe zawarte przed dniem 11 września 2013 r., na podstawie których nie zrealizowano przyłączenia do sieci, należy dostosować do wymagań określonych w art. 7 ust. 2 PE[2] w brzmieniu nadanym przepisami małego trójpaku. Źródło wytwarzania nie ma znaczenia. Jednocześnie ustawodawca zakreślił stronom termin na dostosowanie, wynoszący 6 miesięcy od dnia wejścia w życie małego trójpaku. Niestety przywołany przepis przejściowy jest nieostry, wskutek czego pojawiają się pytania: czy dostosowanie dotyczy wyłącznie harmonogramów przyłączenia, czy jednak wszystkich elementów przedmiotowo istotnych? Jeśli dostosowanie obejmuje tylko harmonogramy wówczas należy zadać pytanie: czy terminy wynikające z takiego harmonogramu powinny być spójne z terminem realizacji przyłączenia określonymi postanowieniami umownymi? Pytania są istotne albowiem niedostosowanie umowy zgodnie z przepisem przejściowym może skutkować jej rozwiązaniem.

> „(…) w interesie stron powinno być opracowanie harmonogramu w taki sposób, aby terminy realizacji poszczególnych robót były skorelowane z rzeczywistymi możliwościami finansowymi, rzeczowymi oraz osobowymi każdej ze stron

Biorąc pod uwagę brzmienie art. 11 należy stwierdzić, iż dostosowanie powinno obejmować wszystkie istotne składniki umowy przyłączeniowej wskazane w treści art. 7 ust. 2 PE, w tym harmonogramy przyłączenia. W praktyce jednak umowy będą dostosowane poprzez wprowadzenie harmonogramów. Funkcjonujące w obrocie umowy przyłączeniowe w znacznej części zawierają pozostałe składniki przedmiotowo istotne takiej umowy określone przepisami Prawa energetycznego. Ustawodawca pozostawił stronom takich umów swobodę kontraktowania, w tym w zakresie określenia wzajemnych praw i obowiązków, z zastrzeżeniem nielicznych wyjątków dotyczących między innymi wysokości opłaty przyłączeniowej. Od stron zależy, jak uregulują kwestie związane z odpowiedzialnością za niewykonanie lub nienależyte wykonanie umowy, w tym za opóźnienia w przyłączeniu instalacji podmiotu przyłączanego do sieci oraz warunki rozwiązania umowy.

Podobnie jest przy harmonogramach prac związanych z przyłączeniem źródła. Ustawodawca nie zawarł wytycznych odnośnie treści takiego harmonogramu, pozostawiając stronom swobodę w jego ustalaniu, przy zachowaniu przepisów Prawa energetycznego. Przygotowując harmonogram przyłączenia, strony powinny mieć na względzie uprzednio ustalony termin realizacji przyłączenia, który w przypadku opóźnienia inwestycji należałoby zmienić na zgodny z terminami wynikającymi z harmonogramu. W przeciwnym razie harmonogram stałby się niewykonalny, a w samej umowie byłaby sprzeczność pomiędzy terminem końcowym a terminami cząstkowymi. Harmonogram powinien także uwzględniać terminy wynikające z obowiązku uzyskania przez strony wszystkich niezbędnych zgód, zezwoleń, pozwoleń. Należy również pamiętać, iż ratio legis wprowadzonej zmiany stanowi doprowadzenie do realnego zakończenia inwestycji i przyłączenie nowego źródła wytwórczego. Wydaje się jednak, że wprowadzenie harmonogramów może nie rozwiązać obecnych problemów związanych z opóźnieniami lub wstrzymaniem realizacji przyłączeń.

1) Ustawa z dnia 26 lipca 2013 r. o zmianie ustawy Prawo energetyczne oraz niektórych innych ustaw (Dz. U. 2013.984)
2) Ustawa z dnia 10 kwietnia 1997 roku Prawo energetyczne (Dz.U. 2012.1059.j.t.)

Harmonogram porządkuje tylko zakres prac, ułatwiając stronie dochodzenie terminowego wykonania umowy i to tylko wtedy, gdy dokładnie określa terminy i związane z nimi czynności. Od woli stron zależy szczegółowość takiego harmonogramu oraz jego wykonanie. Jeśli inwestor nie zamierza realizować inwestycji, wprowadzenie harmonogramu nie przymusi go do tego.

Ustawowe prawo odstąpienia od umowy przyłączeniowej jako rodzaj sankcji za niewykonanie ustawowego obowiązku dostosowania umów przyłączeniowych

Stronie, która nie ponosi odpowiedzialności za niedostosowanie umowy, przysługuje prawo do odstąpienia. Do skutecznego wykonania powyższego uprawnienia konieczny jest upływ okresu 6 miesięcy liczonych od dnia wejścia w życie przepisów małego trójpaku, tj. od dnia 11 września 2013 r. oraz niewykonanie w tym terminie przez drugą stronę zobowiązania do dostosowania umowy z powodu okoliczności leżących po jej stronie. Jeżeli strona wykonująca prawo odstąpienia również ponosi odpowiedzialność za niedostosowanie umowy, wówczas takie odstąpienie będzie uważane za nieskuteczne, a tym samym nie wywołujące skutków prawnych.

Na uwagę zasługuje brak terminu, w którym uprawniona strona może złożyć oświadczenie o odstąpieniu od umowy. Taki termin jednak nie jest wymagany do skuteczności odstąpienia, przeciwnie niż przy umownym prawie odstąpienia. Uprawnienie do odstąpienia można wykonać dopóki, dopóty obie strony związane są postanowieniami umowy. Wprowadza to oczywiście niepewność stosunków prawnych albowiem może zdarzyć się, że pomimo niewprowadzenia harmonogramu żadna ze stron nie odstąpiła od umowy. Następnie strona, która zawiniła podjęła czynności niezbędne do wykonania przyłączenia i w tym samym czasie druga strona złożyła oświadczenie o odstąpieniu. Określone przepisem art. 11 ust. 2 ustawy tzw. małego trójpaku stanowi bowiem uprawnienie kształtujące, z którego strona może, ale nie musi skorzystać. Należy jednak pamiętać, że skutecznie wykonane prawo odstąpienia wywołuje upadek zobowiązania ze skutkiem wstecznym. Wskutek odstąpienia strony nie tylko przestają być względem siebie zobowiązane z tytułu umowy na przyszłość, ale także zostaje przyjęta fikcja prawna polegająca na uznaniu, iż umowa nigdy nie została zawarta pomiędzy stronami. Tym samym strony powinny zwrócić sobie spełnione świadczenia. Inwestor, który uiścił zaliczkę na poczet opłaty przyłączeniowej będzie uprawniony żądać zwrotu zaliczki, jeśli zaś poniósł nakłady na prace związane z budową źródła wówczas będzie uprawniony dochodzić naprawienia szkody, jaka została mu wyrządzona z powodu niewykonania zobowiązania przez przedsiębiorstwo energetyczne. Problem może pojawić się w przypadku, gdy przedsiębiorstwo energetyczne wykonało prace związane z przyłączeniem, a następnie odstąpiło od umowy wskutek braku współpracy przez inwestora w zakresie ustalenia harmonogramu przyłączenia. Przedsiębiorstwo niewątpliwie poniosłoby szkodę, zaś zwrot zaliczki na poczet opłaty przyłączeniowej mógłby tę szkodę powiększyć. W takim przypadku należałoby ocenić, czy w świetle postanowień umowy świadczenie jest podzielne, wskutek czego odstąpienie od umowy wywołałoby wyłącznie skutek na przyszłość, z czym nie wiązałby się obowiązek zwrotu zaliczki w ramach rozliczenia się stron.

Reasumując, należy stwierdzić, że wprowadzone małym trójpakiem zmiany w zakresie dostosowania umów przyłączeniowych, raczej nie wpłyną na przyspieszenie realizacji przyłączeń źródeł do sieci, jak również mogą nie wyeliminować z obrotu wirtualnych umów

Należy zauważyć, iż umowy przyłączeniowe zawierają już terminy realizacji przyłączenia oraz zakres robót niezbędnych przy realizacji przyłączenia. Wprowadzony przez strony harmonogram nie musi być szczegółowy i może powielić istniejące zapisy umowy, dotyczące terminu oraz zakresu robót. Oczywiście w interesie stron powinno być opracowanie harmonogramu w taki sposób, aby terminy realizacji poszczególnych robót były skorelowane z rzeczywistymi możliwościami finansowymi, rzeczowymi oraz osobowymi każdej ze stron. Nie zawsze jednak stronie może zależeć na rozpoczęciu lub zakończeniu inwestycji. Brak konsensusu odnośnie treści harmonogramu otworzy niezadowolonej stronie możliwość odstąpienia od umowy. Wykonując ustawowe prawo odstąpienia, strona nie będzie zmuszona płacić, często wysokich, kar umownych zastrzeżonych w umowach przy odstąpieniu wykonywanym na podstawie postanowień umowy. Strona jednak będzie musiała wykazać, że nie ponosi odpowiedzialności za niedostosowanie umowy, a tym samym, że jej odstąpienie jest skuteczne. Wydaje się, że strony nie będę często korzystały z możliwości wykonania prawa odstąpienia, głównie wobec obowiązku wzajemnego rozliczenia poczynionych świadczeń. Odstąpienie od umowy może także wiązać się z dużymi stratami zarówno po stronie operatora, jak i podmiotu przyłączanego. □

TPOK

technologie, realizacje inwestycji, finansowanie

VI Konferencja

Termiczne Przekształcanie Odpadów Komunalnych - technologie, realizacja inwestycji, finansowanie

27-28 lutego 2014 r. - Białystok

Patronaty Honorowe:

Honorowy Patronat
Marszałka Województwa Podlaskiego

Honorowy Patronat
Prezydenta Miasta Białegostoku

Partner Główny:

LICH

Sponsor:

Lab

Partnerzy:

EKOKOGENERACJA

GROUPE TIRU
Producent zielonej energii
Filia EDF

Keppel Seghers
Solutions for a Cleaner Future

Partner Merytoryczny:

ENERGOPOMIAR

Partner Prawny:

APŁ
Kancelaria Prawa Ochrony Środowiska

Organizator:

nowa Energia

www.nowa-energia.com.pl

dr hab. inż. Grzegorz Wielgosiński, prof. PŁ, Wydział Inżynierii Procesowej i Ochrony Środowiska, Politechnika Łódzka

Instalacje Termicznego Przekształcania Odpadów Komunalnych w kontekście RIPOK - wybór technologii i koncepcji rozwiązania problemu

Problem zagospodarowania produkowanych przez nas odpadów jest obecnie jednym z najważniejszych wyzwań wdrażania zrównoważonego rozwoju. Kurczące się zasoby surowcowe i energetyczne Ziemi, zmuszają nas do poszukiwania metod i technologii ich najbardziej efektywnego wykorzystania, łącznie z wykorzystaniem produktów odpadowych. Jednocześnie społeczeństwo oczekuje systematycznego podnoszenia jakości życia, nie tylko rozumianego poprzez pryzmat wzrostu dochodu narodowego w przeliczeniu na mieszkańca.

Obecnie, na początku XXI w., każdy obywatel chciałby uzyskać pełne zaspokojenie swoich podstawowych potrzeb w zakresie czystego powietrza, zaopatrzenia w czystą wodę, odprowadzania ścieków, bezpiecznego i nieuciążliwego usuwania odpadów, zaspokojenia potrzeb energetycznych i żywnościowych, nie mówiąc już o zaspokojeniu potrzeb wyższego rzędu w zakresie kultury, edukacji czy wypoczynku. Oznacza to, że wdrażanie zasad zrównoważonego rozwoju do praktyki gospodarczej i życia codziennego nie jest już problemem jedynie wąskiej grupy entuzjastów czy naukowców, ale staje się koniecznością. Polska w zakresie praktycznego wdrażania zasad zrównoważonego rozwoju wyraźnie odstaje od najbardziej rozwiniętych krajów Unii Europejskiej i wszelkie próby zmiany tego stanu rzeczy należy powitać z radością i dużą życzliwością.

W naszym kraju niestety gospodarka odpadami komunalnymi w niektórych rejonach ciągle jeszcze przypomina początki XX, a nie XXI w. Wdrażane od czerwca ub. r. zmiany systemowe w gospodarce odpadami są krokiem we właściwym kierunku, ale dopiero pierwszym krokiem, który stwarza warunki do rozwiązywania problemów i budowy nowoczesnego systemu gospodarki odpadami komunalnymi. Z zapowiadanej budowy 12 nowoczesnych instalacji termicznego przekształcania odpadów w ramach Programu Operacyjnego Infrastruktura i Środowisko w obecnej perspektywie finansowej do 2015 r. uda się najprawdopodobniej zrealizować jedynie połowę. Będą to instalacje w Szczecinie, Bydgoszczy, Białymstoku, Poznaniu, Koninie i Krakowie. Deklarowany termin zakończenia tych inwestycji - koniec 2015 r. jest jednak bardzo napięty i wydaje się, że wręcz niemożliwy do dotrzymania. Wybudowanie tych 6 instalacji pozwoli na termiczne przekształcanie nieco poniżej 1 mln Mg odpadów komunalnych, co przy oficjalnie (wg GUS) powstających 12 mln (w rzeczywistości naj-

Tab. 1. Wykaz istniejących i planowanych do wybudowania spalarni odpadów komunalnych w ramach POIŚ

Lp.	Miasto	Wydajność [Mg/r.]
1	Białystok	120 000
2	Bydgoszcz	180 000
3	Konin	94 000
4	Kraków	220 000
5	Poznań	210 000
6	Szczecin	150 000
7	Warszawa (istniejąca)	40 000
R a z e m		1 014 000

prawdopodobniej ok. 15-16 mln Mg) odpadów rocznie jest kroplą w morzu potrzeb. Należy się więc liczyć z koniecznością budowy do końca 2020 r. (w ramach tzw. nowej perspektywy finansowej UE) kolejnych 10-15 instalacji, by zabezpieczyć potrzeby kraju w tym zakresie i by osiągnąć standardy w zakresie gospodarki odpadami komunalnym, takie jakie już dziś obowiązują w najbardziej rozwiniętych krajach UE.

Optymistycznie zakładając, od 2016 r. będzie w Polsce pracować 7 instalacji termicznego przekształcania odpadów komunalnych - oprócz 6 wymienionych powyżej dochodzi jeszcze Warszawa, co przedstawiono w tabeli 1.

Dokonana w 2012 r. nowelizacja wojewódzkich planów gospodarki odpadami wprowadziła wpgo we wszystkich województwach podział na rejony gospodarki odpadami. Zgodnie z art. 14 pkt 8 ustawy o odpadach wojewódzkie plany gospodarki odpadami muszą zawierać:

- określenie regionów gospodarki odpadami komunalnymi, wraz ze wskazaniem gmin wchodzących w skład regionu,
- wykaz regionalnych instalacji do przetwarzania odpadów komunalnych w poszczególnych regionach gospodarki odpadami komunalnymi oraz instalacji przewidzianych do zastępczej obsługi tych regionów, do czasu uruchomienia regionalnych instalacji do przetwarzania odpadów komunalnych, w przypadku gdy znajdująca się w nich instalacja uległa awarii lub nie może przyjmować odpadów z innych przyczyn.

Zgodne z art. 3 ust 3, pkt 15b ustawy o odpadach pod pojęciem region gospodarki odpadami komunalnymi rozumie się określony w wojewódzkim planie gospodarki odpadami obszar liczący co najmniej 150 000 mieszkańców lub gminę liczącą powyżej 500 000 mieszkańców. Dla ustalonego regionu gospodarki odpadami plan określa listę oraz lokalizacje instalacji regionalnych, do których trafiać będą odpady komunalne wytworzone i zebrane w regionie gospodarki odpadami komunalnymi.

Według wojewódzkich planów gospodarki odpadami utworzono w Polsce 89 regionów (wpgo) gospodarowania odpadami. Podstawowe dane dla poszczególnych województw zestawiono w tabeli 2.

Z formalnego punktu widzenia wszystkie regiony spełniają warunek określony w ustawie - są za-

Tab. 2. Regiony gospodarki odpadami komunalnymi wg wpgo

Województwo	Powierzchnia	Ludność	Liczba regionów	Średni region	
	km^2	mln mieszkańców		mieszkańców	km^2
Dolnośląskie	19 946	2,88	6	466 969	3 324
Kujawsko-pomorskie	17 972	2,07	7	295 649	2 567
Lubelskie	25 123	2,15	9	238 050	2 995
Lubuskie	13 988	1,01	4	252 295	2 791
Łódzkie	18 219	2,52	4	617 044	3 497
Małopolskie	15 183	3,31	4	890 773	4 555
Mazowieckie	35 558	5,24	5	1 049 412	3 796
Opolskie	9 412	1,03	4	253 634	7 112
Podkarpackie	17 846	2,10	6	350 584	2 353
Podlaskie	20 187	1,19	4	231 103	2 974
Pomorskie	18 293	2,24	7	320 046	5 047
Śląskie	12 333	4,64	4	1 135 269	2 613
Świętokrzyskie	11 720	1,29	6	214 481	3 083
Warmińsko-mazurskie	24 173	1,43	5	285 886	1 953
Wielkopolskie	29 826	3,42	10	359 210	4 835
Zachodniopomorskie	22 901	1,63	4	421 141	2 983

Tab. 3. Zróżnicowanie wskaźnika ilości wytwarzanych odpadów

Obszar	2008 (wg KPGO)	2013 (wg prognozy)
Duże miasta (powyżej 50 000 mieszkańców)	386,0	407,6
Małe miasta (poniżej 50 000 mieszkańców)	346,2	363,4
Tereny wiejskie	234,0	246,0
Średnia dla Polski	317,2	329,4

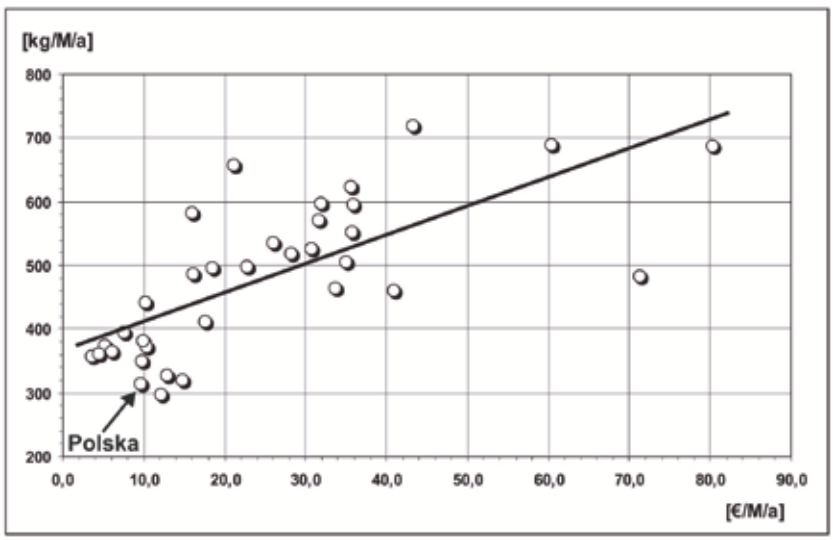
mieszkiwane przez ponad 150 000 mieszkańców, jednak bardzo wiele jest regionów zamieszkałych przez 200 000-300 000 mieszkańców, co przy dużym udziale ludności wiejskiej może być poważną przeszkodą dla racjonalizacji gospodarki odpadami. Musimy tu pamiętać o znaczącym zróżnicowaniu wskaźnika ilości wytwarzanych odpadów pomiędzy dużymi miastami, małymi miastami a terenami wiejskimi. Dane na ten temat zastawiono w tabeli 3.

Podane w tabeli 3 dane najprawdopodobniej trzeba będzie zweryfikować, gdyż według danych z końca 2013 r. w ostatnich miesiącach (październik-grudzień) w wielu miastach zaobserwowano (jako efekt wprowadzenia zmian w systemie opłat za odbiór odpadów - tzw. rewolucji śmieciowej) wzrost ilości zbieranych odpadów komunalnych o 20-40% w stosunku do analogicznego okresu w 2012 r.

Wprowadzając zmiany w ustawie o utrzymaniu czystości i porządku w gminach, oczekiwano takiego efektu. Analizując dane o ilości wytworzonych odpadów komunalnych w 34 krajach Europy i zestawiając je z danymi dotyczącymi dochodu narodowego w przeliczeniu na jednego mieszkańca, nie sposób nie zauważyć prostej zależności proporcjonalnej pomiędzy tymi wielkościami (rysunek 1) oraz znacznie niższego wskaźnika wytwarzania odpadów komunalnych w niektórych krajach, w tym Polski, w stosunku do linii trendu. Najprawdopodobniej świadczy to o nieszczelności systemu ewidencji wytwarzanych odpadów komunalnych, w tym np. nielegalnego składowania odpadów na tzw. dzikich wysypiskach (poza ewidencją). Podobny problem jak w Polsce występuje w Estonii, Czechach, Słowacji oraz na Łotwie.

Według ustawy o odpadach (art. 3 ust 3, pkt 15c) pod pojęciem regionalnej instalacji do przetwarzania odpadów komunalnych (RIPOK) rozumie się zakład zagospodarowania odpadów o mocy przerobowej wystarczającej do przyjmowania i przetwarzania odpadów z obszaru zamieszkałego przez co najmniej 120 000 mieszkańców, spełniający wymagania najlepszej dostępnej techniki lub technologii oraz zapewniający termiczne przekształcanie odpadów lub:

- mechaniczno-biologiczne przetwarzanie (MBP) zmieszanych odpadów komunalnych i wydzielanie ze zmieszanych odpadów komunalnych frakcji nadających się w całości lub w części do odzysku,
- przetwarzanie selektywnie zebranych odpadów zielonych i innych bioodpadów oraz wytwarzanie z nich produktu o właściwościach nawozowych lub środków wspomagających uprawę roślin, spełniającego określone wymagania,
- składowanie odpadów powstających w procesie mechaniczno-biologicznego przetwarzania zmieszanych odpadów komunalnych oraz pozostałości z sortowania odpadów komunalnych o pojemności pozwalającej na przyjmowanie przez okres nie krótszy niż 15 lat odpadów, w ilości nie mniejszej niż powstająca w instalacji do mechaniczno-biologicznego przetwarzania zmieszanych odpadów komunalnych.



Rys. 1. Zależność ilości wytwarzanych odpadów komunalnych w przeliczeniu na jednego mieszkańca w funkcji dochodu narodowego na jednego mieszkańca w 28 krajach UE (dane za 2011 r. wg Eurostatu)

W ślad za tymi regulacjami jednostki samorządu terytorialnego (gminy) zostały zobowiązane do zapewnienia budowy, utrzymania i eksploatacji własnych lub wspólnych z innymi gminami regionalnych instalacji do przetwarzania odpadów komunalnych (Art. 3 ust. 2 ustawy o utrzymaniu czystości i porządku w gminach). Muszą więc one zgodnie z art. 3a ust. 1 dokonać wyboru (w drodze przetargu) podmiotu, który zbuduje i będzie utrzymywał oraz eksploatował regionalną instalację do przetwarza-

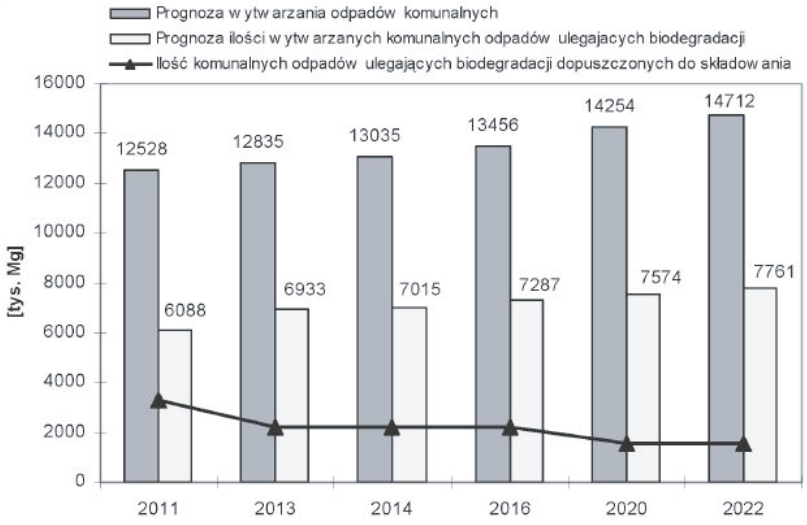
nia odpadów komunalnych lub dokonać wyboru partnera (w trybie partnerstwa publiczno-prywatnego albo koncesji na roboty budowlane lub usługi).

Jeżeli literalnie odczytać zapisy ustawy o odpadach, to należy przyjąć, że instalacją regionalną powinna być przede wszystkim instalacja termicznego przekształcania (spalania) odpadów (ZTPOK). Czy zatem dla 16 województw i 89 rejonów gospodarki odpadami konieczne będzie wybudowanie tylu instalacji? Oczywiście byłaby to gruba przesada, ale dla kraju wielkości Polski należy liczyć się z potrzebami na poziomie ok. 20-35 instalacji. Można oszacować, że oprócz instalacji zlokalizowanych w największych miastach o wydajnościach powyżej 100 000 Mg/r. konieczne będzie wybudowanie również instalacji mniejszych o wydajnościach 30 000-60 000 Mg/r.

Tab. 4. Ludność największych miast Polski wraz z oszacowaną wydajnością ZTPOK

Lp.	Miasto	Liczba ludności	Wydajność spalarni Mg/r.
1.	Warszawa	1 720 398	860 000
2.	Kraków *	756 183	302 000
3.	Łódź	737 098	257 000
4.	Wrocław	632 996	253 000
5.	Poznań *	551 627	220 000
6.	Gdańsk, Gdynia, Sopot, Pruszcz Gdański	769 266	269 000
7.	Szczecin *	405 606	162 000
8.	Bydgoszcz, Toruń *	561 489	225 000
9.	Lublin	348 450	122 000
10.	Katowice, Sosnowiec, Gliwice, Zabrze, Bytom, Ruda Śląska, Chorzów, Dąbrowa Górnicza	1 471 544	588 000
11.	Białystok *	295 198	97 400
Razem		8 249 855	3 355 400

* - realizowane aktualnie w ramach POIŚ



Rys. 2. Prognoza ilości wytwarzanych odpadów biodegradowalnych w strumieniu odpadów komunalnych wg KPGO

Analizując dane demograficzne dotyczące ludności dużych (największych) miast w Polsce oraz publikowane wskaźniki wytwarzania odpadów komunalnych w przeliczeniu na mieszkańca, można przyjąć, że w pierwszej grupie znajdą się miasta wymienione w tabeli 4, dla których oszacowano wymaganą wydajność ZTPOK.

Z 11 wymienionych w tabeli 4 lokalizacji ZTPOK, 5 jest aktualnie realizowanych w ramach POIŚ. Jak widać oszacowane na podstawie wskaźników wydajności niektórych spalarni nie różnią się znacząco od planowanych wydajności aktualnie budowanych instalacji. Należałoby więc przyjąć, że w nowej perspektywie finansowej powinno zostać wybudowanych kolejnych 6 instalacji - w Warszawie, Łodzi, Wrocławiu, Lublinie, Trójmieście oraz na Śląsku. Pozwoliłoby to na termiczne przekształcenie ok. 3,4 mln Mg odpadów komunalnych, a więc zmniejszyć o ponad 50% ilość biodegradowalnych odpadów komunalnych dozwolonych do składowania w myśl dyrektywy składowiskowej (1999/31/WE) w 2020 r. (planowana różnica pomiędzy ilością wytworzonych a ilością dozwolonych do składowania ma wynieść ok. 6 mln Mg/r.). Pokazano to na rysunku 2.

Z prostego rachunku wynika jednak, że budowa w sumie 12 instalacji (dodatkowo w stosunku do wymienionych w tabeli 4 - Konin) nie rozwiąże problemu odpadów biodegradowalnych w strumieniu odpadów komunalnych. Analizując dalej dane demograficzne, należy zauważyć, że w Polsce jest 39 miast o liczbie ludności powyżej 100 000 mieszkańców, które mogą być potencjalnie siedzibami ZTPOK. Część z nich wymieniono w tabeli 4, pozostałe wymieniono w tabeli 5.

W niektórych z miast wymienionych w tabeli 5 trwają już dyskusje oraz działania związane z planami budowy ZTPOK, niektóre postanowiły inaczej rozwiązać problem. Przykładem może być tu Olsztyn, który pierwotnie planował budowę instalacji TPOK i znajdował się na tzw. liście indykatywnej MRR, jednak zmienił decyzje i postanowił wybudować insta-

Tab. 5. Potencjalne miejsca lokalizacji ZTPOK

Lp.	Miasto	Liczba ludności
1.	Częstochowa	238 042
2.	Radom	222 496
3.	Kielce	203 804
4.	Rzeszów	178 227
5.	Olsztyn	176 463
6.	Bielsko-Biała	175 008
7.	Rybnik	141 410
8.	Tychy	129 386
9.	Płock	126 061
10.	Elbląg	126 049
11.	Opole	125 710
12.	Gorzów Wielkopolski	125 394
13.	Wałbrzych	120 197
14.	Zielona Góra	117 699
15.	Włocławek	116 914
16.	Tarnów	114 635
17.	Koszalin	107 948
18.	Kalisz	106 664
19.	Legnica	103 892
20.	Konin	79 212

lacje mechaniczno-biologicznego przetwarzania odpadów o wydajności ok. 125 000 Mg r., produkując jednocześnie ok. 50 000 Mg/r. tzw. paliwa alternatywnego. Budowy ZPOK nie planuje również Częstochowa, a niektóre z miast śląskich (np. Tychy, Bielsko-Biała, Rybnik) być może przyłączą się do inwestycji katowickiej. Natomiast zaawansowane są aktualnie działania w Koszalinie, Tarnowie czy Rzeszowie. Ostatni na liście Konin wraz ze związkiem 22 gmin jest już w trakcie realizacji budowy ZTPOK.

Analizując z kolei wojewódzkie plany gospodarki odpadami, można zauważyć, że liczba planowanych inwestycji ZTPOK może sięgnąć nawet i 30 instalacji. Wykaz planowanych ZTPOK wg wpgo pokazano w tabeli 6.

Sumaryczna wydajność wszystkich instalacji wymienionych w tabeli 6 wynosi ok. 3,8-3,9 mln Mg/r. Jest to w dalszym ciągu zbyt mało w stosunku do prognozowanego na 2020 r. deficytu możliwości unieszkodliwienia odpadów biodegradowalnych wynoszącego ok. 6 mln Mg/r. (rys. 2). Oznacza to, że lista instalacji podana w tabeli 6 może również okazać się niewystarczająca.

Warto zauważyć, że wśród planowanych do wybudowania instalacji znajdują się nie tylko instalacje duże o wydajnościach powyżej 100 000 Mg/r. (powyżej 12 Mg/h), ale również instalacje mniejsze, o wydajnościach rzędu 4-6 Mg/h (30 000-50 000 Mg/r.). W wielu krajowych opracowaniach przyjmuje się, że tak małe instalacje są nieopłacalne i że tak małych instalacji nikt już w Europie nie buduje. Nie jest to do końca prawda. Analizując istniejący stan spalarni w Europie (dane za 2010 r.) wg raportów ISWA oraz Instytutu Fraunhofera, można zauważyć, że w latach 2000-2010 oddano do użytku co najmniej 25 instalacji o wydajności mniejszej niż 120 000 Mg/r. Są to np. Arnoldstein (Austria) - 90 000 Mg/r. (11 Mg/h), Blois (Francja) - 90 000 Mg/r. (2x5,5 Mg/h), Guichainville (Francja) - 90 000 Mg/r. (2x5,6 Mg/h), La Veuva oraz Lasse (Francja) - obie po 100 000 Mg/r. (12,5 Mg/h), Maubeuge (Francja) - 45 000 Mg/r. (5,5 Mg/h), Villefranche sur Saone (Francja) - 90 000 Mg/r. (6,5+4,5 Mg/h), Bitterfeld (Niemcy) - 100 000 Mg/r. (12,6 Mg/h), Bergamo (Włochy) - 70 000 Mg/r. (9 Mg/h), Forli (Włochy) - 65 000 Mg/r. (2x4,2 Mg/h),

Tab. 6. Wykaz planowanych instalacji TPOK wg wpgo

Województwo	Planowane ZTPOK
Dolnośląskie	W każdym z 6 regionów gospodarki odpadami preferowaną technologią jest MBP. Docelowo planowana budowa 7 ZTPOK - na razie brak lokalizacji i planowanej wydajności instalacji
Kujawsko-pomorskie	- ZTPOK Bydgoszcz - 180 000 Mg/r. (w budowie)
Lubelskie	- ZTPOK Lublin - ??? Mg/r. - ZTPOK Hrubieszów - 44 000 Mg/r.
Lubuskie	- ZTPOK Długoszyn(CZG-12) - 60 000 Mg/r. - Spalarnia RDF Gorzów Wielkopolski - 40 000 Mg/r.
Łódzkie	- ZTPOK Łódź - 200 000 Mg/r.
Małopolskie	- ZTPOK Chrzanów - 150 000 Mg/r. - ZTPOK Tarnów - 153 000 Mg/r. - ZTPOK Oświęcim - 150 000 Mg/r. - ZTPOK Gorlice - 31 000 Mg/r. - ZTPOK Kraków - 220 000 Mg/r. (w budowie)
Mazowieckie	- ZTPOK Warszawa - 265 000 Mg/r. Planowana ponadto jest budowa w późniejszym okresie instalacji Warszawa II, Płock oraz Radom o nieustalonej na razie wydajności
Opolskie	Nie planuje się budowy ZTPOK
Podkarpackie	- ZTPOK Mielec - 100 000 Mg/r. - ZTPOK Rzeszów - 180 000 Mg/r. - ZTPOK Narol - 30 000 Mg/r. - ZTPOK Tarnobrzeg - 40 000 Mg/r.
Podlaskie	- ZTPOK Białystok - 120 000 Mg/r. (w budowie) - ZTPOK (piroliza) Augustów - 75 000 Mg/r.
Pomorskie	- ZTPOK Gdańsk - 250 000 Mg/r.
Śląskie	- ZTPOK Mysłowice - 200 000 Mg/r. - ZTPOK Chorzów - 120 000 Mg/r. - ZTPOK i osadów ściekowych Sosnowiec - 180 000 Mg/r.
Świętokrzyskie	Nie planuje się budowy ZTPOK
Warmińsko-mazurskie	- Spalarnia RDF Olsztyn - 50 000 Mg/r.
Wielkopolskie	- ZTPOK Recykling Park Chodzież - 100 000 Mg/r. - ZTPOK Poznań - 210 000 Mg/r. (w budowie) - ZTPOK Konin - 94 000 Mg/r. (w budowie)
Zachodniopomorskie	- ZTPOK Koszalin - 92 000 Mg/r. - ZTPOK Szczecin - 150 000 Mg/r. (w budowie) - ZTPOK Śniatowo - 150 000 Mg/r.

Livorno (Włochy) - 42 000 Mg/r. (2x2,75 Mg/h), Ospedaletto (Włochy) - 66 000 Mg/r. (2x4,3 Mg/h), Pietrasanta (Włochy) 60 000 Mg/r. (2x3,75 Mg/h), Ravenna (Włochy) - 50 000 Mg/r. (6,5 Mg/h), Reggio Emilia (Włochy) - 65 000 Mg/r. (2x4,2 Mg/h), Hamar (Norwegia) - 75 000 Mg/r. (10 Mg/h), Sarpsborg (Norwegia) - 60 000 Mg/r. (7,5 Mg/h), Eda (Szwecja) - 74 000 Mg/r. (9,2 Mg/h), Uddevalla (Szwecja) - 90 000 Mg/r. (11 Mg/h), Posieux (Szwajcaria) - 92 000 Mg/r. (11,4 Mg/h), Marchwood (Wielka Brytania) 96 000 Mg/r. (12 Mg/h), St. Helier - Jersey (Wielka Brytania) - 66 000 Mg/r. (8,25 Mg/h), Stoke (Wielka Brytania) 25 000 Mg/r. (3,5 Mg/h), Newport - Isle of Wight (Wielka Brytania) 30 000 Mg/r. (4 Mg/h). W większości są to instalacje rusztowe, poza jedną fluidalną oraz dwoma komorowymi (ENERGOS). Wszystkie te instalacje pracują już kilka lat, są sprawne technicznie i efektywne zarówno energetycznie, jak i ekonomicznie.

W tej sytuacji wydaje się, że nic nie stoi na przeszkodzie dla budowy w Polsce również instalacji mniejszych - posiadających status RIPOK. Analizując sytuację w niektórych województwach - np. małopolskim, łódzkim czy pomorskim i dokonując bilansu powstających tam odpadów komunalnych oraz szacując efektywność selektywnej zbiórki i recyklingu, można przyjąć, że praktycznie w każdym z wydzielonych w tych województwach regionów gospodarki odpadami (poza Krakowem, Łodzią czy aglomerację Trójmiejską) powstaje ok. 120 000-170 000 Mg/r. odpadów komunalnych. Oznacza to, że ilość odpadów komunalnych przeznaczonych do termicznego przekształcania może sięgać 40 000-70 000 Mg/r. Jak pokazują przykłady z innych krajów UE jest to ilość, dla której buduje się już spalarnie odpadów. Najprawdopodobniej podobna sytuacja wystąpi również w innych województwach, czyli sumaryczna liczba potrzebnych do wybudowania w Polsce spalarni odpadów komunalnych może sięgnąć 30-35 instalacji.

Jaką technologię należy wybrać dla planowanych instalacji? Odpowiedź na to pytanie jest z jednej strony prosta. Opierając się na doświadczeniach innych krajów europejskich, powinna być to technologia rusztowa, która z powodzeniem funkcjonuje zarówno w instalacjach o wydajności 30 000 Mg/r., jak i w największych instalacjach o wydajnościach bliskich nawet 1,5 mln Mg/r. (Amsterdam, Rotterdam). Z drugiej jednak strony wiemy, że w niektórych krajach w skali 25 000-50 000 Mg/r. funkcjonują instalacje oparte o inne rozwiązania technologiczne. Jaka jest więc alternatywa? Tradycyjnie należy wymienić tu:

- instalacje mechaniczno-biologicznego przetwarzania odpadów (MBP) z produkcją paliwa alternatywnego (RDF) i spalarnią RDF,
- instalacje zgazowania odpadów lub paliwa alternatywnego,
- instalacje pizolityczne,
- instalacje plazmowe.

W świetle bogatej literatury przedmiotu i doświadczeń innych krajów należy stwierdzić, że wymienione powyżej propozycje tylko w niewielkim stopniu stanowią poważną alternatywę dla spalarni rusztowej.

W instalacji MBP, której wydajność może wynosić od 30 000 Mg/r. nawet aż do 300 000 Mg/r., uzyskuje się ok. 40-45% paliwa alternatywnego (RDF) w stosunku do przetwarzanej ilości odpadów, o kaloryczności 14-16 MJ/kg, a w przypadku podsuszania paliwa 16-18 MJ/kg. Paliwo to ma status odpadu i musi być spalane z zachowaniem wszystkich regulacji prawnych jak dla odpadów. Szanse na uznanie go za produkt (w myśl art. 14 ustawy o odpadach) są niewielkie. Jego wartość opałowa powoduje, że jest ono również mało atrakcyjne dla przemysłu cementowego, poszukującego paliw o wartości opałowej powyżej 20 MJ/kg. Musi być ono więc spalane w specjalnych spalarniach RDF-u, będących de facto spalarniami odpadów,o rozbudowanym systemie oczyszczania spalin. Powoduje to, że według niemieckich danych koszt funkcjonowania układu MPB + spalarnia RDF jest o ok. 10 €/Mg wyższy, niż w przypadku bezpośredniego spalenia w typowej spalarni odpadów komunalnych.

Ciekawe, funkcjonujące rozwiązanie w zakresie zgazowania odpadów oferuje dziś fińska firma METSO. Jest to instalacja zgazowania paliwa alternatywnego, oczyszczenia powstałego gazu syntezowego i spalenia go w typowym energetycznym kotle gazowym. Wygląda to interesująco, choć pod względem energetycznym nie jest to rozwiązanie znacząco korzystniejsze od typowej spalarni odpadów. Nie wiemy niestety, czy pod względem kosztów inwestycyjnych jest to w sumie rozwiązanie korzystniejsze od klasycznej spalarni rusztowej. Jedyna jak na razie instalacja pracuje w Lahti dopiero od 3 lat i na razie trudno ocenić, czy stanowi rzeczywistą alternatywę dla spalarni. Poza instalacją w Lahti w Europie nie funkcjonuje jak na razie żadna instalacja zgazowania odpadów komunalnych w skali powyżej 30 000 Mg/r. Spore doświadczenie w zakresie zgazowania odpadów komunalnych posiadają Japończycy, ale musimy pamiętać, że skład morfologiczny odpadów japońskich jest diametralnie różny od Europejskich i to co dobrze funkcjonuje na japońskich odpadach nie koniecznie musi tak samo dobrze funkcjonować w Europie, zgazowując odpady o zupełnie innej charakterystyce. Wiele prac badawczych dotyczących zgazowania prowadzonych jest w USA, jednak, po pierwsze, tam również charakterystyka odpadów komunalnych jest inna niż w Europie, a po

drugie, zasadniczym celem badaczy w USA jest wytworzenie gazu syntezowego i dalej paliw ciekłych, co ma znaczenie wobec przewidywanego (najprawdopodobniej za ok. 60 lat) wyczerpania się światowych zasobów ropy naftowej, a nie unieszkodliwienie odpadów i odzyskanie z nich energii w sposób bezpośredni.

Aktualnie w Europie na skalę techniczną funkcjonuje tylko jedna instalacja pirolityczna - uruchomiona w 1987 r. instalacja w niemieckim Burgau o wydajności ok. 36 000 Mg/r. Wszystkie inne instalacje pirolityczne wybudowane w latach 1990-2007 zostały zamknięte. W świetle doniesień literaturowych dziś nikt już poważnie nie mówi o pirolizie zmieszanych odpadów komunalnych. Proces pirolizy dziś rozpatrywany jest jedynie w kontekście pirolizy zużytych opon samochodowych, w celu produkcji sadzy technicznej i ciekłych frakcji paliwowych oraz w kontekście pirolizy biomasy (tzw. szybkiej pirolizy - *fast pyrolysis*) prowadzanej do uzyskania ciekłych frakcji paliwowych (kontekst wytwarzania paliw ciekłych po wyczerpaniu zasobów ropy naftowej).

Z niewiadomych powodów w odczuciu społecznym instalacja plazmowa uważana jest za najnowocześniejszą, najlepszą, najmniej oddziaływującą na środowisko technologię - słowem technologię XXI w. Prace nad technologiami plazmowymi zaczęto w latach 80. ub. w. i dziś mamy jej dwa warianty: spalanie w łuku plazmowym i zgazowanie plazmowe. W chwili obecnej na świecie pracuje ok. 30 instalacji plazmowych, część z nich służy do unieszkodliwiania odpadów niebezpiecznych (w tym odpadów broni chemicznej) oraz witryfikacji (zeszkliwienia w wysokiej temperaturze) wtórnych odpadów z procesu termicznego przekształcania odpadów (żużli i popiołów, popiołów lotnych, produktów oczyszczania spalin) - głównie w USA i Japonii. Na skalę techniczną funkcjonują jedynie 3 instalacje plazmowego zgazowania odpadów komunalnych (dwie w Japonii i jedna w Kanadzie). Jednakże prace badawcze nad zastosowanie plazmy niskotemperaturowej do unieszkodliwiania (zgazowania) odpadów komunalnych trwają, przede wszystkim w Kanadzie i Stanach Zjednoczonych. Ich celem jest stworzenie technologii, która pozwoli przemieniać zmieszane odpady komunalne w paliwa ciekłe (podobnie jak w przypadku pirolizy czy zgazowania - kontekst wytwarzania paliw ciekłych po wyczerpaniu zasobów ropy naftowej). Trzeba również pamiętać, że koszty inwestycyjne budowy spalarni plazmowej są około 2-3 krotnie wyższe od kosztów budowy klasycznej spalarni odpadów, podobnie jak koszty eksploatacyjne, które także są około dwukrotnie wyższe (na 1 kg odpadów potrzeba ok. 4 MJ energii!). Jest jeszcze jeden poważny mankament spalarni plazmowych podkreślany w wielu raportach dotyczących tej technologii - otóż instalacje te wymagają bardzo kalorycznych odpadów - 12-16 MJ/kg. Biorąc pod uwagę, że średnia wartość opałowa odpadów komunalnych z wielkich miast w Polsce wynosi aktualnie 7-10 MJ/kg oznacza to, że w polskich warunkach odpady komunalne będą musiały być podsuszane przed skierowaniem ich do instalacji plazmowej, co znacząco podniesie koszty.

Z drugiej strony trzeba uczciwie stwierdzić, że postęp techniczny trwa i instalacje, które dziś wydają się nieopłacalne lub które nie posiadają jeszcze obiektów referencyjnych za kilka lat nie będą mogły być brane pod uwagę jako sprawdzone i dojrzałe technologie. Skala „małych" instalacji o wydajności 25 000-50 000 Mg/r. daje pole do ewentualnych wdrożeń tzw. technologii alternatywnych (w stosunku do spalania na ruszcie). Patrząc jednak na sprawę z punktu widzenia „tu i teraz", jedyną alternatywą dla technologii rusztowych w małej skali mogą być instalacje fluidalne lub instalacje oparte o tzw. piec oscylacyjny albo spalarnie komorowe z wydzieloną komorą dopalania (termoreaktorem). Pierwsze (piec oscylacyjny) to rozwiązanie francuskiej firmy Cyclerval, powielone w kilkunastu egzemplarzach we Francji oraz w Anglii (niestety ostatnia realizacja miała miejsce ponad 10 lat temu). Rozwiązanie drugie (spalarnia komorowa z wydzieloną komorą dopalania) to technologia norwesko-brytyjskiej firmy ENERGOS, funkcjonująca w ok. 10 spalarniach odpadów komunalnych w Europie (najnowsza - Sarpsborg II w Norwegii została oddana do użytkowania w 2010 r.).

Podsumowując, należy stwierdzić, że odzysk energii z odpadów jest dziś koniecznością, zaś problem wyboru metody, technologii, czy przede wszystkim skali i lokalizacji ciągle jest przedmiotem sporów i dyskusji. Wydawać by się mogło, że przynajmniej w zakresie technologii najlepsze i powszechnie stosowane rozwiązania są znane, lecz dyskusja nad możliwościami wdrożenia nowych technologii nie wygasa. Można przyjąć, że rzeczywiście kwestia wyboru rozwiązań technicznych i technologicznych dla dużych instalacji wojewódzkich jest sprawą oczywistą i w świetle doświadczeń innych krajów przesądzoną, to problem zaopatrzenia w energię i zagospodarowania odpadów w małych miejscowościach daje szansę na inne podejście do zagadnienia i podjęcie prób wdrożenia nowych, innowacyjnych, choć nie zawsze jeszcze w pełni sprawdzonych, ale za to wysokowydajnych (przynajmniej na etapie prac badawczych) technologii. Dyskusja nad tymi zagadnieniami jest potrzebna, podobnie jak zapewnienie potencjalnym decydentom i inwestorom rzetelnej wiedzy w tym zakresie. □

Aneta Pacek-Łopalewska, radca prawny, Kancelaria Prawa Ochrony Środowiska

Kontrola legalności uchwał w zakresie gospodarowania odpadami komunalnymi

Spór rozstrzygnięty, sprawa zamknięta?

Ustawa z dnia 13 września 1996 r. o *utrzymaniu czystości i porządku w gminach* (dalej Uucpg), jak i zmieniona ustawa dnia 1 lipca 2011 r. o *zmianie ustawy o utrzymaniu i porządku w gminach oraz niektórych innych ustaw* (dalej Nowelizacja) nadal wzbudza wiele kontrowersji w praktyce. Kontrole legalności uchwał gmin prowadzone przez Regionalne Izby Obrachunkowe i Wojewodów, skargi do Wojewódzkich Sądów Administracyjnych, weryfikacja konstytucyjności przepisów przez Trybunał Konstytucyjny świadczą o tym, że emocje nie gasną. A co ciekawe, wątpliwości i spory dotyczą nie tylko przepisów natury merytorycznej, ale także formalnej strony wdrażanej nadal „reformy śmieciowej".

Takim, nadal nie do końca rozwiązanym problemem, jest sprawa właściwości organów uprawnionych do kontroli legalności uchwał gmin. Jak pokazuje praktyka, w świetle przepisów nie jest to wcale takie jednoznaczne, kto jest „tym właściwym" - regionalna izba obrachunkowa czy wojewoda. W konsekwencji kontrole prowadzą zarówno izby, jak i wojewodowie... Biorąc pod uwagę fakt, że w świetle przepisów prawa zakresy kompetencyjne obu organów w tym przedmiocie nie pokrywają się (właściwy w sprawie jest albo jeden, albo drugi organ), taka sytuacja stawia pod dużym znakiem zapytania kwestię legalności takiego procesu kontroli. A paradoksalnie, ta kontrola sama w sobie ma weryfikować właśnie aspekt legalności podejmowanych przez gminy uchwał...

Co mówią przepisy...

Zgodnie z art. 86 ustawy z dnia 8 marca 1990 r. *o samorządzie*

gminnym (dalej Usg) organem nadzoru działalności gminy jest prezes Rady Ministrów i wojewoda, a w zakresie spraw finansowych - regionalna izba obrachunkowa. I dalej, zgodnie z art. 1 ust. 2 ustawy z dnia 7 października 1992 r. o regionalnych izbach obrachunkowych (dalej Urio) izby sprawują nadzór nad działalnością jednostek samorządu terytorialnego w zakresie spraw finansowych określonych w art. 11 ust. 1 Urio. Według tego ostatniego przepisu w zakresie działalności nadzorczej właściwość rzeczowa regionalnych izb obrachunkowych obejmuje uchwały i zarządzenia podejmowane przez organy jednostek samorządu terytorialnego między innymi w sprawach podatków i opłat lokalnych, do których mają zastosowanie przepisy ustawy - Ordynacja podatkowa.

Jednocześnie według Uucpg w sprawach dotyczących opłat za gospodarowanie odpadami komunalnymi stosuje się przepisy Ordynacji podatkowej, z tym, że uprawnienia organów podatkowych przysługują wójtowi, burmistrzowi lub prezydentowi miasta.

Wydaje się, że podział kompetencji na linii wojewoda - regionalna izba obrachunkowa jest jasny. Jak pokazuje praktyka, tylko w teorii...

Historia sporu...

Po wejściu w życie Nowelizacji gminy rozpoczęły formalny proces wdrażania nowego systemu gospodarowania odpadami komunalnymi, podejmując właściwe uchwały, w tym w szczególności w zakresie dotyczącym zasadniczego problemu, tj. opłat za gospodarowanie odpadami. Jednocześnie, pewnie wskutek wielu głosów niechętnych nowemu systemowi, rozpoczął się także proces weryfikacji uchwał przez organy nadzorcze. I tu pojawiły się wątpliwości - kto właściwie jest organem nadzoru? Regionalna izba obrachunkowa czy wojewoda? Brak jednomyślności. Efekt - postępowania toczą się zarówno przed Izbami, jak i wojewodami...

Dnia 29 maja 2012 r. Krajowa Rada Regionalnych Izb Obrachunkowych podejmuje uchwałę Nr 5/2012 w sprawie objęcia nadzorem regionalnych izb uchwał jednostek samorządu terytorialnego wydawanych na podstawie Uucipg, gdzie *„przyjmuje stanowisko”*, zgodnie z którym to izby obrachunkowe są organem właściwym w sprawach nadzoru nad uchwałami gmin w zakresie: (a) wyboru metody ustalania opłaty za gospodarowanie odpadami komunalnymi oraz ustalania stawki takiej opłaty oraz w sprawie ustalenia stawki opłaty za pojemnik o określonej pojemności, (b) terminu, częstotliwości i trybu uiszczania opłaty za gospodarowanie odpadami komunalnymi oraz (c) określania wzoru deklaracji o wysokości opłaty za gospodarowanie odpadami komunalnymi składanymi przez właścicieli nieruchomości. Swoje stanowisko Rada podtrzymuje Uchwałą Nr 10/2012 z 27 września 2012 r.

Jednocześnie stanowisko Rady nie znajduje całkowitego poparcia w samych Izbach. Kolegium Regionalnej Izby Obrachunkowej we Wrocławiu uznaje na przykład, że: *„niezależnie od opinii wyrażonej w uchwale Nr 10/2012 Krajowej Rady Regionalnych Izb Obrachunkowych (...) Kolegium Regionalnej Izby Obrachunkowej we Wrocławiu uznało, że uchwały (...) w sprawie: (1) wyboru metody ustalania opłaty za gospodarowanie odpadami komunalnymi oraz ustalania stawki takiej opłaty (...) (2) terminu, częstotliwości i trybu uiszczania opłaty za gospodarowanie odpadami komunalnymi (...) (3) określania wzoru deklaracji o wysokości opłaty za gospodarowanie odpadami (...) nie są objęte zakresem nadzoru Regionalnej Izby Obrachunkowej we Wrocławiu* (pismo WIAS-447-10/2012 z 20 listopada 2012 r. kierowane w szczególności do Wójtów, Burmistrzów, Prezydenta Miasta).

Dnia 6 grudnia 2012 r. głos w sprawie zabiera Minister Administracji i Cyfryzacji, który w swoim piśmie skierowanym do wojewodów oraz prezesów regionalnych izb obrachunkowych, przedstawia stanowisko *„wskazujące na właściwość wojewody”*. W swoim piśmie Minister wyjaśnia, że za objęciem nadzorem wojewody wszystkich uchwał podejmowanych przez radę gminy, o których mowa w Uucpg, przemawia treść art. 10 Nowelizacji, zgodnie z którym, jeżeli rada gminy nie podejmie uchwały we wskazanym przez Uucpg terminie, wojewoda wzywa organ do jej podjęcia, wyznaczając w tym celu stosowny termin, a po jego bezskutecznym upływie wydaje zarządzenie zastępcze. Czyli, jak wskazano w piśmie: *„wojewodzie przysługuje zatem szczególny środek nadzoru w stosunku do gmin, jakim jest m.in. ustalenie (zarządzeniem zastępczym) opłat za gospodarowanie odpadami komunalnymi, opłat za pojemnik o określonej pojemności, terminu i częstotliwości oraz trybu uiszczania opłat, czy też wzoru deklaracji o wysokości tych opłat na obszarze danej jednostki samorządu terytorialnego. Takich uprawnień, jak te przyznane wojewodzie, na mocy przywołanego art. 10 ww. ustawy, nie posiada regionalna izba obrachunkowa. W przypadku przyjęcia, że regionalna izba obrachunkowa jest organem nadzoru właściwym w sprawach opłat za gospodarowanie odpadami, wojewoda pozbawiony byłby możliwości realizacji obowiązków przewidzianych w art. 10 ustawy, ponieważ przepisy nie wymagają od regionalnych izb obrachunkowych informowania wojewodów o niepodjęciu przedmiotowych uchwał lub stwierdzenia nieważności tych uchwał przez kolegium*

izby." Konsekwentnie, *„mając na względzie konieczność zapewnienia spójności oraz jednolitości działań organów administracji rządowej"*, Minister uznał, że to wojewodowie są właściwi do dokonywania oceny legalności uchwał podejmowanych przez rady gmin.

Z takim stanowiskiem z kolei nie zgodził się dalej Wojewódzki Sąd Administracyjny w Lublinie, gdy orzekał w sprawie dotyczącej wzoru deklaracji o wysokości opłaty za gospodarowanie odpadami komunalnymi składanej przez właściciela nieruchomości. W wyroku z dnia 28 grudnia 2012 r. (I SA/Lu 932/12), WSA uznał, że właściwym organem kontrolnym nie jest wojewoda, lecz regionalna izba obrachunkowa. W uzasadnieniu swojego stanowiska WSA wskazał, że opłata za gospodarowanie odpadami komunalnymi mieści się w kategorii opłat lokalnych, o których mowa w art. 11 ust. 1 pkt. 5 Urio, uzasadniając przy tym, że *„o tym czy podatki i opłaty mają charakter lokalnych nie decyduje ich unormowanie w ustawie o podatkach i opłatach lokalnych, lecz czy mają taki charakter w rozumieniu normy konstytucyjnej wywiedzionej z treści art. 168 Konstytucji RP. Zgodnie z tym przepisem jednostki samorządu terytorialnego mają prawo ustalania wysokości podatków i opłat lokalnych w zakresie określonym w ustawie. Według normy konstytucyjnej o lokalnym charakterze podatku lub opłaty decyduje zatem kompetencja organów jednostki samorządu terytorialnego do ustalania ich wysokości w zakresie określonym w ustawie."* WSA podkreślił przy tym, że przedstawiona wykładnia pojęcia podatków i opłat lokalnych jest zgodna z rozumieniem tego pojęcia w Europejskiej Karcie Samorządu Terytorialnego sporządzonej w Strasburgu dnia 15 października 1985 r. Według art. 9 ust. 3 Karty przynajmniej część zasobów finansowych społeczności lokalnych powinna pochodzić z opłat i podatków lokalnych, których wysokość społeczności te mają prawo ustalać, w zakresie określonym ustawą. WSA zaznaczył przy tym, że co prawda zaskarżona uchwała nie dotyczy wysokości opłaty za gospodarowanie odpadami komunalnymi, bowiem wydana została w sprawie wzoru deklaracji o wysokości opłaty za gospodarowanie odpadami komunalnymi składanej przez właściciela nieruchomości, jednakże - w opinii WSA - kontrola legalności takiej uchwały także mieści się we właściwości regionalnych izb obrachunkowych, ponieważ przedmiot uchwały mieści się w pojęciu „sprawy podatków i opłat lokalnych", o których mowa w art. 11 ust. 1 pkt. 5 Urio. Zdaniem WSA ustalenie wzoru deklaracji jest bowiem konieczne dla zapewnienia możliwości obliczenia wysokości opłaty przez właścicieli nieruchomości, złożenia deklaracji o jej wysokości i, w razie potrzeby, egzekucji opłaty. W związku z tym przedmiot uchwały należy uznać za objęty zakresem „spraw podatków i opłat lokalnych". Odnosząc się natomiast do stanowiska Ministra z dnia 6 grudnia 2012 r., WSA wskazał, że takie stanowisko zostało uzasadnione jedynie względami praktycznymi, z pominięciem argumentacji prawnej odnoszącej się do wynikającego z przepisów podziału kompetencji nadzorczych nad działalnością jednostek samorządu terytorialnego między Prezesa Rady Ministrów i wojewodę oraz regionalne izby obrachunkowe. Co do kwestii praktycznych, WSA dodał, że *„rozwiązanie ich możliwe jest poprzez zorganizowanie wymiany informacji między regionalnymi izbami obrachunkowymi i wojewodami. Nawet jednak bez takiej wymiany informacji wojewoda nie jest pozbawiony wiedzy o niepodjęciu przez rady gmin uchwał na podstawie przepisów ustawy o utrzymaniu czystości i porządku w gminach. Uchwały takie są bowiem aktami prawa miejscowego podlegającymi publikacji w wojewódzkim dzienniku urzędowym wydawanym przez wojewodę, podobnie jak rozstrzygnięcia nadzorcze dotyczące tych aktów".*

Kolejny etap to drugie stanowisko Ministra Administracji i Cyfryzacji, który w piśmie, z 1 lutego 2013 r. informuje o *„rewizji dotychczasowego stanowiska Ministerstwa Administracji i Cyfryzacji"*. Minister zwrócił uwagę na nowelizację Uucpg, która zakłada, że opłaty za gospodarowanie odpadami komunalnymi będą mogły być pobierane w drodze inkasa, co może wskazywać, że będą miały charakter analogiczny jak podatki i opłaty lokalne, i dalej, na cytowany wyżej wyrok WSA w Lublinie, gdzie WSA orzekł, że organami nadzoru są regionalne izby obrachunkowe. Mając te okoliczności na uwadze, Minister uznał: *„Powyższe okoliczności nie przesądzają co prawda o braku uprawnień wojewodów w sprawach badania zgodności z prawem wspominanych uchwał (prawomocne orzeczenie wiąże organy państwowe w konkretnej sprawie), niemniej jednak wyraźniej akcentuje w tym zakresie rolę regionalnych izb obrachunkowych"*. Reasumując, w opinii Ministerstwa Administracji i Cyfryzacji, *„weryfikowanie legalności przedmiotowych uchwał oraz w konsekwencji podejmowanie środków nadzorczych będzie wymagało współdziałania regionalnych izb obrachunkowych oraz wojewodów - z uwzględnieniem przed wszystkim stanowisk właściwych wojewódzkich sądów administracyjnych"*. Czyli tym razem właściwy jest nie jeden konkretny organ, ale oba razem?

I znów kolejny zwrot w sprawie - wyrok Wojewódzkiego Sądu Administracyjnego w Olsztynie z dnia 11 kwietnia 2013 r. (II SA/Ol 137/13).

WSA w Olsztynie nie zgodził się (bo nie musiał) ze stanowiskiem WSA w Lublinie, stanowiskiem Ministra i Krajowej Rady Izb Obrachunkowych i uznał, że uchwała w sprawie wzoru deklaracji o wysokości opłaty za gospodarowanie odpadami komunalnymi składana przez właścicieli nieruchomości, nie jest uchwałą organu gminy w sprawie finansowej w rozumieniu Urio, co oznacza, że organem kontroli w tych sprawach nie jest regionalna Izba, a wojewoda... WSA argumentował przy tym, że sama okoliczność, że do przedmiotowych opłat stosuje się przepisy Ordynacji podatkowej, w ocenie WSA, nie przesądza o tym, że sprawy dotyczące deklaracji o wysokości opłaty za gospodarowanie odpadami komunalnymi, są sprawami, o których mowa w art. 11 ust. 1 pkt 5 Urio. Samo złożenie deklaracji ani nie powoduje powstania obowiązku ponoszenia opłaty, ani nie kształtuje jej wysokości. Obowiązek ponoszenia opłaty powstaje z mocy ustawy. Wzór deklaracji ma natomiast zapewnić gminie prawidłowe obliczenie wysokości opłaty oraz ułatwić jej składanie. Tym samym, WSA uznał, że skoro przedmiotem i istotą zaskarżonej uchwały jest tylko wzór deklaracji, a nie sprawy finansowe w rozumieniu Urio, to wobec tego to wojewoda jest uprawniony do jej badania w ramach nadzoru sprawowanego nad działalnością jednostek samorządu terytorialnego. Takie stanowisko, zdaniem WSA, znajduje potwierdzenie w art. 10 Nowelizacji, w którym sam ustawodawca postanowił, że jeżeli rada gminy nie podejmie uchwały w terminie dwunastu miesięcy od dnia wejścia w życie ustawy, to wojewoda wzywa gminę do podjęcia takiej uchwały, wyznaczając termin na jej podjęcie. Po bezskutecznym upływie tego terminu wojewoda wydaje w tej sprawie zarządzenie zastępcze. Przyjęte w tym trybie zarządzenie wywołuje skutki prawne, takie jak akt prawa miejscowego. Przepis ten - w opinii WSA - zdaje się wskazywać jednoznacznie, że organem nadzoru w odniesieniu do uchwały dotyczącej wzoru deklaracji może być jedynie wojewoda.

Wyrok WSA w Olsztynie został zaskarżony do Naczelnego Sądu Administracyjnego. W swoim wyroku z dnia 8 lipca 2013 r. NSA podzielił stanowisko i argumentację zawartą w uzasadnieniu wyroku WSA w Olsztynie, uznając, że uchwała w sprawie wzoru deklaracji o wysokości opłaty za gospodarowanie odpadami komunalnymi składana przez właścicieli nieruchomości nie jest uchwałą organu gminy w sprawie finansowej w rozumieniu Urio i w związku z tym podlega nadzorowi ogólnemu wojewody.

W obszernym uzasadnieniu NSA podniósł, że z przepisów Konstytucji oraz Usg jednoznacznie wynika, że nadzór regionalnych izb obrachunkowych nad działalnością jednostek samorządu terytorialnego jest ściśle ukierunkowany i obejmuje wyłącznie sprawy finansowe - regionalna izba obrachunkowa jest państwowym organem nadzoru (instytucją nadzoru) nad działalnością jednostek samorządu terytorialnego w zakresie spraw finansowych oraz kontroli gospodarki finansowej i zamówień publicznych tych jednostek. NSA wskazał, że w orzecznictwie i piśmiennictwie konstytucyjny termin „sprawy finansowe" - określający zakres nadzoru regionalnej izby obrachunkowej - został uznany zasadniczo za tożsamy z określonym w art. 11 ust. 1 Urio, zakresem przedmiotowym uchwał i zarządzeń organów samorządu, tj. w szczególności w zakresie spraw podatków i opłat lokalnych, do których mają zastosowanie przepisy ustawy - Ordynacja podatkowa. NSA, cytując poglądy orzecznictwa i doktryny, podkreślił, że *„Właściwość izb została określona w drodze enumeracji pozytywnej, wytyczającej granicę materii nadzorczych pomiędzy kognicją wojewodów i izb. Wojewoda jest organem nadzoru ogólnego. Na jego rzecz przemawia domniemanie kompetencji nadzorczych. Jest on bowiem właściwy we wszystkich sprawach, które nie należą do prezesa Rady Ministrów i do regionalnej izby obrachunkowej. Wojewodowie sprawują nadzór ogólny, podczas gdy izby sprawują nadzór wyspecjalizowany. Co do zasady nadzór nad samorządem terytorialnym powinien pozostawać w gestii wojewody, natomiast działalność izb obrachunkowych winna się ograniczyć tylko do spraw finansowych. Należy zatem przyjąć, że właściwość rzeczowa wojewody, będącego organem nadzoru o właściwości generalnej, doznaje ograniczenia tylko w odniesieniu do spraw wymienionych w art. 11 ust. 1 ustawy o regionalnych izbach obrachunkowych"*.

NSA zwrócił przy tym uwagę, że brak w przepisach definicji legalnej terminu „sprawy finansowe", ale uznał jednocześnie, że tego terminu nie można interpretować rozszerzająco. *„Skoro przepis art. 11 ust. 1 ustawy o regionalnych izbach obrachunkowych, wymienia kategorie uchwał podejmowanych przez organy jednostek samorządu terytorialnego, które podlegają badaniu przez izbę, to trzeba przyjąć, że tylko te uchwały podlegają kompetencji nadzorczej izby"*. NSA zgodził się z WSA, że wprawdzie do opłat za gospodarowanie odpadami komunalnymi stosuje się przepisy Ordynacji podatkowej, to jednak nie przesądza to o tym, że sprawy dotyczące deklaracji o wysokości opłaty za gospodarowanie odpadami komunalnymi, są sprawami, o których mowa w art. 11 ust. 1 pkt 5 Urio. Samo złożenie deklaracji ani nie powoduje powstania obowiązku ponoszenia opłaty, ani nie kształtuje jej wysokości. Obowiązek po-

noszenia opłaty powstaje bowiem z mocy samego prawa.

I konsekwentnie dalej NSA uzasadnił, że zgodnie z art. 6n ust. 1 pkt 1 Uucpg wzór deklaracji o wysokości opłaty za gospodarowanie odpadami komunalnymi, który składają właściciele nieruchomości, obejmuje objaśnienia dotyczące sposobu jej wypełniania oraz pouczenia. Deklaracja ta stanowi podstawę do wystawienia tytułu wykonawczeg. Wzór deklaracji określi uchwałą, stanowiącą akt prawa miejscowego, rada gminy, uwzględniając konieczność zapewnienia prawidłowego obliczenia wysokości opłaty za gospodarowanie odpadami komunalnymi. Uchwała zawiera także informację o terminach i miejscu składania deklaracji. Rada gminy może w tej uchwale fakultatywnie określić wykaz dokumentów potwierdzających dane zawarte w deklaracji o wysokości opłaty za gospodarowanie odpadami komunalnymi (art. 6n ust. 2 Uucpg). Powołując się na poglądy doktryny, NSA wskazał, że wykaz ten ma o tyle znaczenie, że używane w ustawie pojęcia, w kontekście określenia przesłanek ustalenia opłaty, nie są precyzyjne (mieszkaniec, powierzchnia lokalu mieszkalnego, gospodarstwo domowe), jak również nie są spójne z pojęciami funkcjonującymi w systemie prawno-administracyjnym, takimi jak: zameldowanie, powierzchnia nieruchomości w kontekście podatku od nieruchomości, gospodarstwo domowe do celów pomocy społecznej. I dalej, w opinii NSA, analiza normatywna postanowień kompetencyjnych art. 6n ust. 1 i ust. 2 Uucpg prowadzi do konstatacji, że przedmiot uchwały w sprawie wzoru deklaracji, *„choć służebny wobec uchwał o opłatach, stanowi jednak odrębną regulację, ewidentnie wykraczającą poza zakres spraw finansowych". „Akt prawa miejscowego zawierający wzór deklaracji ma nie tylko zapewnić organowi gminy prawidłowe obliczenie wysokości opłaty. Właściwa konstrukcja deklaracji ma też istotny wpływ na kształt obowiązku publicznoprawnego ponoszenia przez jednostkę - właścicieli nieruchomości, daniny publicznej na rzecz wspólnoty samorządowej oraz na jej efektywność. Prawidłowe określenie wykazu dokumentów potwierdzających dane zawarte w deklaracji ma bezpośrednie znaczenie dla określenia wysokości opłaty, rodzi zatem określone skutki prawne. Zaznaczyć trzeba, że w myśl art. 6o ustawy o utrzymaniu czystości porządku w gminach, w razie niezłożenia deklaracji albo uzasadnionych wątpliwości, co do danych zawartych w deklaracji wójt, burmistrz lub prezydent miasta określa, w drodze decyzji, wysokość opłaty za gospodarowanie odpadami komunalnymi. Zatem konsekwencją złożenia oświadczenia niezgodnego z prawdą lub niezłożenia deklaracji w ogóle, jest ustalenie opłaty w decyzji administracyjnej, która w sposób władczy rozstrzygnie o jej wysokości".* I konsekwentnie dalej NSA podsumował, że: *„Poczynione rozważania nakazują stwierdzić, że skoro przedmiot uchwały w sprawie wzoru deklaracji, o której mowa w art. 6n ust. 1 i 2 ustawy o utrzymaniu czystości, wychodzi w swej istocie poza sprawy finansowe w rozumieniu przepisów o regionalnych izbach obrachunkowych, to wojewoda jest uprawniony do jej badania w ramach nadzoru ogólnego sprawowanego nad działalnością jednostek samorządu terytorialnego."*

I co teraz?

Nadal prawne zamieszanie. Podejmowane uchwały (i wyrażane stanowiska) Krajowej Rady Regionalnych Izb Obrachunkowych i samych Izb (o ile nie są już rozstrzygnięciem w konkretnej sprawie i tylko w stosunku do konkretnego podmiotu) nie wiążą prawnie. Podobnie wiążące prawnie nie jest stanowisko Ministra Administracji i Cyfryzacji. Co więcej, wyroki sądów administracyjnych, także Naczelnego Sądu Administracyjnego wiążą tylko w konkretnym przypadku - nasz system nie jest jeszcze nadal systemem precedensowym, który mógłby kreować wiążąco rzeczywistość prawną. Zresztą nawet Naczelny Sąd Administracyjny, jak na razie, wypowiedział się w zasadzie tylko i wyłącznie w zakresie kontroli uchwały w sprawie wzoru deklaracji. Uchwał podejmowanych przez gminy w związku z opłatami za gospodarowanie odpadami komunalnymi jest więcej...

Co to oznacza? Dużą niepewność prawną podejmowanych w przyszłości rozstrzygnięć nadzorczych zarówno wojewodów, jak i regionalnych izb obrachunkowych. Nadal pozostają przy tym w obrocie prawnym już te podjęte rozstrzygnięcia nadzorcze (i wojewodów i izb obrachunkowych), są także sprawy w toku... Oznacza to, że część rozstrzygnięć została podjęta (a część postępowań jest prowadzona) przez organ, który nie miał kompetencji do orzekania w sprawie...

Spór tylko mocno połowicznie rozstrzygnięty - jakkolwiek wyrok NSA nie ma charakteru wiążącej normy prawnej to jednak wydaje się, że raczej w tym kierunku, przynajmniej w zakresie uchwał dotyczących wzoru deklaracji, pójdzie praktyka organów i sądów. Pod znakiem zapytania pozostaje jednak kwestia kontroli innych rodzajów uchwał. Sprawa nadal nie jest więc przesądzona. Nadal pozostaje przy tym otwarte pytanie: co w sprawach tych uchwał, które w ramach kontroli legalności uchyliły Izby? Czyli chyba organy niewłaściwe w sprawie? □

Przedsiębiorstwo Usługowo-Handlowo-Produkcyjne „LECH" Sp. z o.o.

Spalarnia odpadów komunalnych w Białymstoku - faza realizacji

Fot. LECH Sp. z o.o

- Zakończyliśmy już proces przygotowywania i akceptacji dokumentacji projektowej, a także uzyskiwania wszelkich uzgodnień i pozwoleń koniecznych do rozpoczęcia budowy Zakładu Unieszkodliwiania Odpadów Komunalnych w Białymstoku. 2 grudnia 2013 r. Wojewoda Podlaski wydał decyzję utrzymującą w mocy pozwolenie na budowę. Niezwłocznie po upływie terminu na zgłoszenie zamiaru rozpoczęcia robót budowlanych, tj. 9 grudnia ub. r., Wykonawca Kontraktu - konsorcjum firm: Budimex S.A. (pełnomocnik konsorcjum), Keppel Seghers Belgium N.V. oraz Cespa Compania Espanola de Servicios Publicos Auxiliares S.A. wszedł na teren budowy - mówi Alina Pisiecka, wiceprezes PUHP „LECH" Sp. z o.o. w Białymstoku, która jest pełnomocnikiem ds. realizacji projektu.

Jest to kolejna w Polsce, rozpoczęta budowa spalarni odpadów komunalnych współfinansowana ze środków Funduszu Spójności w ramach Programu Operacyjnego Infrastruktura i Środowisko. Docelowo, poza białostocką spalarnią, w kraju w najbliższych latach powstanie jeszcze 5 takich obiektów, tj. w Bydgoszczy, Koninie, Krakowie, Poznaniu i Szczecinie.

Zgodnie z projektem, na terenie białostockiego zakładu mieścić się będzie:

- budynek procesowy z bunkrem na odpady, kotłem odzyskowym, instalacją oczyszczania spalin oraz instalacją zestalania i stabilizacji popiołów,
- budynek techniczny, budynek przetwarzania i waloryzacji żużla oraz
- inne obiekty potrzebne do właściwej pracy zakładu.

- *Odpady komunalne będą dostarczane do zakładu przez samochody ciężarowe, które z punktu ważenia oraz kontroli, zostaną skierowane przez plac manewrowy do hali wyładunku. W sumie zakład będzie posiadał cztery stanowiska wyładowcze. Całą halę i instalację zaprojektowano w taki sposób, aby uniemożliwić rozprzestrzenianie się na zewnątrz odorów ze zgromadzonych odpadów* - zaznacza Alina Pisiecka. Dodaje, że do linii spalania odpady będą podawane za pomocą jednej z dwóch suwnic, a proces spalania odbywać się będzie na specjalnym ruszcie schodkowym. - *Natomiast jedną z najważniejszych funkcji realizowanych przez ZUOK w Białymstoku będzie wykorzystanie energii z termicznego przekształcania odpadów komunalnych* - przypomina wiceprezes spółki „LECH". Spalarnia będzie mogła wyprodukować ok. 360 tys. GJ energii cieplnej w sezonie grzewczym oraz 38 tys. MWh energii elektrycznej w ciągu roku.

Wszystko to dzięki nowoczesnej technologii. W białostockim Zakładzie Unieszkodliwiania Odpadów Komunalnych zastosowana zostanie również metoda oczyszczania spalin w oparciu o system NID, tj. półsucha technologia łącząca kilka funkcji w jednym urządzeniu: absorpcję gazową chlorowodoru, fluorowodoru i dwutlenku siarki, usuwanie metali ciężkich, dioksyn, furanów i cząstek stałych z wykorzystaniem węgla aktywnego i wapna oraz odpylanie spalin z wykorzystaniem filtra workowego. Zastosowanie takiego rozwiązania przyniesie korzyści dla mieszkańców i środowiska. Pozwoli bowiem na ograniczenie emisji szkodliwych substancji poniżej wartości określonych w Rozporządzeniu Ministra Środowiska z dnia 22 kwietnia 2011 r. w sprawie standardów emisyjnych z instalacji. Pozostałości z procesu spalania odpadów, czyli żużel oraz pozostałości po procesie oczyszczania spalin zostaną w odpowiedni, skuteczny i bezpieczny sposób zagospodarowane.

Pierwsza faza robót budowlanych obejmuje prace przygotowawcze, polegające na ogrodzeniu i niwelacji terenu, budowie dróg tymczasowych i zaplecza socjalnego budowy. Równolegle prowadzi się wykopy obiektowe, wśród których najbardziej wymagające zadanie to wykop o głębokości ok. 13 m. dla posadowienia bunkra odpadów. Trwają również wykopy obiektowe pod budynek waloryzacji żużla oraz administracyjno-socjalny. Następny etap to budowa obiektów kubaturowych.

Fot. LECH Sp. z o.o

Po osiągnięciu odpowiedniego poziomu zaawansowania tych prac nastąpi montaż poszczególnych elementów Zakładu.

Montaż kotła rozpocznie się na początku III kwartału bieżącego roku i zostanie zakończony próbą ciśnieniową na początku przyszłego roku. Po tym etapie wykonana zostanie izolacja kotła oraz montaż aparatury kontrolnej i pomiarowej. Całość powinna zostać ukończona w połowie 2015 r. Montaż turbozespołu, kondensatora i instalacji oczyszczania spalin rozpoczną się w II połowie bieżącego roku. Planowany odbiór ostatniego elementu nastąpi w II kwartale 2015 r. Próby rozruchowe, testy i odbiory zaplanowane zostały w II połowie 2015 r. Zgodnie z planem instalacja zostanie oddana do użytkowania na przełomie 2015 i 2016 r.

Rozbudowa i modernizacja istniejącego Zakładu Utylizacji Odpadów Komunalnych w Hryniewiczach - to drugi najistotniejszy element realizacji projektu „Zintegrowany system gospodarki odpadami dla aglomeracji białostockiej". Zadanie obejmuje budowę nowego pola składowego oraz zamknięcie i rekultywację istniejących pól składowych. W ramach umowy zostanie również przeprowadzona modernizacja kompostowni z przystosowaniem jej do kompostowania odpadów zielonych, budowa magazynu małych ilości odpadów niebezpiecznych, segmentu demontażu odpadów wielkogabarytowych oraz budowa magazynu odpadów poakcyjnych.

Koszt realizacji projektu „Zintegrowany system gospodarki odpadami dla aglomeracji białostockiej" to ponad 480 mln PLN brutto, z czego 210 mln PLN netto pochodzić będzie ze środków Unii Europejskiej w ramach Programu Operacyjnego Infrastruktura i Środowisko. □

reklama

HOCHTIEF SOLUTIONS

ŹRÓDŁO NASZEJ ENERGII:
GLOBALNE DOŚWIADCZENIA,
LOKALNE KOMPETENCJE

ERF Newhaven
(210 000 ton odpadów rocznie), Wielka Brytania

AVS Zorbau
(260 000 ton odpadów rocznie), Niemcy

EBS Frankfurt nad Menem
(675 000 ton odpadów rocznie), Niemcy
foto: Piotr Banczerowski

Odpowiedzialny partner – rzetelny wykonawca

HOCHTIEF od ponad 40 lat realizuje projekty budowlane dla energetyki na rynkach międzynarodowych.
Dzięki zdobytemu doświadczeniu i kompetencjom jest rzetelnym partnerem budowlanym w procesie projektowania i budowy obiektów dla sektora energetycznego realizowanych w technologiach:

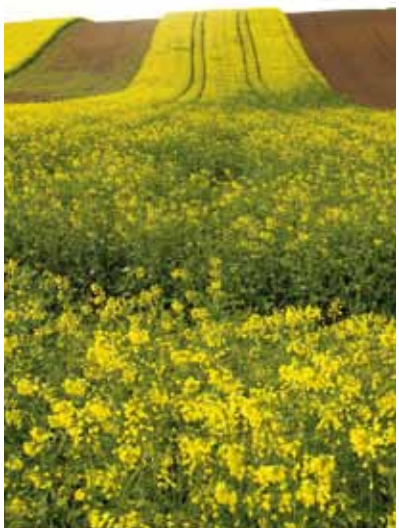
- węglowych,
- gazowych, gazowo-parowych,
- **termicznego przekształcania odpadów (WtE),**
- nuklearnych,
- farm wiatrowych: morskich i lądowych.

www.hochtief-polska.pl

HOCHTIEF POLSKA

Tomasz Brzeziński, radca prawny, Kancelaria Wawrzynowicz i Wspólnicy

Mechanizmy wsparcia proponowane w projekcie ustawy o OZE



Niepełna implementacja Dyrektywy 2009/28/WE[1] w sprawie promowania energii z odnawialnych źródeł energii (OZE) spowodowała, że Komisja Europejska wniosła 12 czerwca 2013 r. skargę do Trybunału Sprawiedliwości UE, domagając się nałożenia na Polskę kary pieniężnej o dziennej stawce 133.228,80 euro[2] (termin transpozycji upłynął 5 grudnia 2010 r.). Dyrektywa 2009/28/WE zobowiązuje Polskę do osiągnięcia do 2020 r. udziału energii z OZE w końcowym zużyciu brutto na poziomie 15% oraz do przyjęcia mechanizmów wsparcia OZE. Pełne wdrożenie Dyrektywy 2009/28/WE w polskim porządku prawnym ma nastąpić przez uchwalenie ustawy o odnawialnych źródłach energii, którego ostatnią wersję opublikował w dniu 29 stycznia 2014 r. Minister Gospodarki (projekt ustawy OZE)[3].

Projekt ustawy OZE odpowiada m.in. na negatywne zjawiska obserwowane na rynku świadectw pochodzenia energii. Wzrost wolumenów energii wyprodukowanej z OZE (oparty o rozwój instalacji spalania wielopaliwowego wymagających niewielkich nakładów) i nieadekwatny do niego wzrost poziomu wymaganego udziału energii z OZE w całkowitej rocznej wielkości sprzedaży albo zakupów energii podmiotu zobowiązanego spowodowały nadpodaż świadectw pochodzenia. W konsekwencji świadectwa te tracą na wartości, co wpływa na wstrzymanie decyzji o nowych inwestycjach w OZE oraz na wycofywanie się z OZE tam, gdzie koszty eksploatacyjne nie są rekompensowane w wystarczającym stopniu wpływami ze świadectw pochodzenia. Zamiast rozwoju OZE coraz częściej obowiązki w zakresie potwierdzania pochodzenia energii są wypełniane przy pomocy opłaty zastępczej[4].

W związku z tym w projekcie ustawy OZE przyjęto rozwiązania mające na celu ograniczenie podaży świadectw pochodzenia i stymulowanie rozwoju OZE. W projekcie uregulowano m.in. status „sprzedawcy zobowiązanego" wyznaczanego przez Prezesa URE spośród sprzedawców o największym wolumenie sprzedaży energii elektrycznej na danym obszarze. Sprzedawca zobowiązany ma m.in. obowiązek zakupu energii elektrycznej oferowanej do sprzedaży i wyprodukowanej w mikroinstalacji przez osobę fizyczną nieprowadzącą działalnością gospodarczej, wytworzonej w mikroinstalacji przez przedsiębiorcę przed wejściem w życie

1) Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 2009/28/WE w sprawie promowania stosowania energii ze źródeł odnawialnych zmieniająca i w następstwie uchylająca dyrektywy 2001/77/WE oraz 2003/30/WE (Dz.U.UE.L.2009.140.16 z późn. zm.).

2) Informacja o wniesieniu skargi przez Komisję Europejską przeciwko Polsce do Trybunału Sprawiedliwości opublikowana w Dzienniku Urzędowym Unii Europejskiej (C 226/8) Wz dnia 3 sierpnia 2013 r.

3) Wersja projektu ustawy OZE z 29.01.2014 r., uzasadnienie projektu oraz OSR dostępne pod adresem www: http://legislacja.rcl.gov.pl/lista/2/projekt/19349/katalog/97875

4) Analiza dotycząca możliwości określenia niezbędnej wysokości wsparcia dla poszczególnych technologii OZE w kontekście realizacji „Krajowego Planu Działania w zakresie energii ze źródeł odnawialnych", Praca wykonana na zamówienie Ministerstwa Gospodarki przez Instytut Energii Odnawialnej; dostępny na stronie http://www.mg.gov.pl/node/19407

ustawy lub wytworzonej przez przedsiębiorcę w mikroinstalacji zmodernizowanej po wejściu w życie ustawy oraz obowiązek zakupu energii elektrycznej wytworzonej w instalacji OZE, której oferta sprzedaży została wybrana w ramach aukcji. Okres trwania opisanego powyżej obowiązku zakupu energii wynosi 15 lat (art. 41 i art. 93 projektu ustawy OZE).

Kluczowym instrumentem wsparcia OZE, przewidzianym w projekcie, jest system aukcyjny, którego celem jest stymulowanie konkurencji między technologiami OZE i promowanie rozwiązań najbardziej efektywnych kosztowo i pod względem struktury wytwarzania energii. Informacje o aukcjach będzie ogłaszał Minister Gospodarki, a same aukcje będzie organizował i przeprowadzał Prezes URE. Przedmiotem aukcji ma być sprzedaż energii elektrycznej wytworzonej z OZE.

Co najmniej 60 dni przed pierwszą akcją w danym roku Minister Gospodarki ogłasza informację o maksymalnej cenie w złotych za 1 MWh, za jaką może zostać w danym roku kalendarzowym zakupiona energia elektryczna wytworzona z OZE (cena referencyjna). Cena referencyjna jest ustalana z uwzględnieniem sumy średniej sprzedaży energii elektrycznej na rynku konkurencyjnym ogłaszanej przez Prezesa URE, średniej ważonej ceny świadectw pochodzenia w latach 2011-2013, a także analiz ekonomicznych i technicznych warunków stosowania poszczególnych technologii OZE.

Uczestnik aukcji składa ofertę określając m.in. rodzaj i moc zainstalowaną instalacji OZE, ilość określoną w MWh oraz cenę w złotych za 1 MWh energii za jaką zobowiązuje się sprzedać tę energię. Aukcję wygrywają uczestnicy oferujący najniższą cenę sprzedaży. Po zakończonej aukcji Prezes URE informuje właściwych sprzedawców zobowiązanych o wytwórcach energii z OZE, których oferty zostały wybrane w ramach aukcji oraz przekazuje im informacje dotyczące ilości oraz ceny energii elektrycznej z OZE, którą ci sprzedawcy będą zobowiązani kupić. Obowiązek zakupu powstaje od pierwszego dnia od wprowadzenia tej energii elektrycznej do sieci dystrybucyjnej lub przesyłowej i trwa przez okres 15 lat (art. 82 i 93 projektu ustawy OZE).

> Kluczowym instrumentem wsparcia OZE, przewidzianym w projekcie, jest system aukcyjny, którego celem jest stymulowanie konkurencji między technologiami OZE i promowanie rozwiązań najbardziej efektywnych kosztowo i pod względem struktury wytwarzania energii

Ponieważ sprzedawca zobowiązany będzie kupował energię elektryczną w systemie aukcyjnym po cenie - jak zakładają autorzy Projektu - w większości przypadków wyższej niż możliwa do uzyskania cena sprzedaży na rynku hurtowym lub detalicznym, w projekcie zaproponowano mechanizm wyrównania sprzedawcy zobowiązanemu ewentualnych różnic pomiędzy ceną kupna a ceną sprzedaży energii wytworzonej w OZE ze środków pochodzących z opłat OZE. Opłaty OZE to opłaty zmienne, zależne od zużycia energii, uiszczane przez odbiorców końcowych za pośrednictwem płatników (OSD lub OSP), którzy z kolei przekazują je Operatorowi Rozliczeń Energii Odnawialnej (OREO), tj. podmiotowi utworzonemu w trybie ustawy OZE, odpowiedzialnemu za rozliczenie ww. różnic ze sprzedawcą zobowiązanym.

Ponadto do ważniejszych przepisów projektu ustawy OZE z pewnością można zaliczyć art. 44 ust. 7, zgodnie z którym do 31 grudnia 2020 r. dla energii elektrycznej wytworzonej w instalacji spalania wielopaliwowego będzie można uzyskać świadectwo pochodzenia skorygowane współczynnikiem 0,5 (50% wolumenu wytworzonej energii). Spod ww. ograniczenia wyłączono energię wytworzoną w dedykowanej instalacji spalania wielopaliwowego - wyposażonej w odrębne linie technologiczne dla przygotowania i transportu biomasy, biopłynu, biogazu lub biogazu rolniczego. Określono również maksymalny wolumen energii elektrycznej z OZE wytworzonej w technologii współspalania wielopaliwowego, który może korzystać ze wsparcia.

Ograniczeniu stosowania opłaty zastępczej ma służyć art. 47 ust. 2 projektu ustawy OZE, zgodnie z którym podmiot zobowiązany nie będzie mógł uiścić opłaty zastępczej w przypadku, w którym średnio ważona cena świadectw pochodzenia, opublikowana przez podmiot prowadzący giełdę towarową, będzie niższa niż 75% wartości opłaty zastępczej przez okres co najmniej 3 miesięcy poprzedzających dzień złożenia wniosku o umorzenie świadectw pochodzenia.

Z materiałów zamieszczonych na stronie Rządowego Centrum Legislacji wynika, że do projektu zgłoszonych zostało szereg uwag w ramach konsultacji międzyresortowych m.in. przez Prezesa URE, stąd należy zakładać, że projekt ten będzie jeszcze podlegał dalszym zmianom i trudno w tej chwili przesądzać w jakim kształcie zostanie on ostatecznie przyjęty. □

MINIMALIZACJA EMISJI Z INSTALACJI TERMICZNYCH

GOSPODARKA ODPADAMI - ENERGETYKA - PRZEMYSŁ

oczyszczanie spalin

zagospodarowanie ścieków, popiołu i pozostałości

waloryzacja żużla

CDF - TECHNOLOGIE DLA ŚRODOWISKA s.c.

41-800 Zabrze ul. Wolności 262 Tel: (32) 7761362 Fax: (32) 7761363 Mail: mf@cdfmf.pl www.cdfmf.pl

Christian Fuchs, LAB GmbH

LAB - Pionier w oczyszczaniu spalin

Wiodąca firma w oczyszczaniu spalin! LAB jako jedna z pierwszych kompetentnych firm oferowała „pod klucz“ instalacje oczyszczania spalin, w szczególności w zakresie termicznej obróbki odpadów i poprzez innowacyjną technikę i niezawodne komponenty zdobyła sobie dobrą markę. Firma została założona w roku 1953, następnie rozwinęła się w duże przedsiębiorstwo z siedzibami w Lyonie i Stuttgarcie, które od ponad 60 lat buduje komponenty instalacji oczyszczania spalin dla spalarni odpadów i energetyki. Firma jest w tym zakresie obecna na całym świecie i - z aktualnie ponad 300 instalacjami referencyjnymi - jest wiądącą w branży w Europie.

LAB dysponuje pełną gamą własnych technologii i oferuje specyficzne dla poszczególnych projektów rozwiązania dostosowane do odpowiednich parametrów i będące optymalnymi rozwiązaniami dla danego zadania. Przy tym wykorzystuje się do usuwania gazów kwaśnych techologię suchej sorpcji w użyciem wapna lub kwaśnego węglanu sodu, a także technologie półsuche, mokre, jak i wielostopniowe i kombinowane. Podobnie realizuje się technologie katalitycznego usuwania tlenków azotu. Z reguły wszystkie technologie są opracowywane we własnym zakresie i częściowo patentowane, jak np. nowa technologia **VapoLAB**, zwiększająca wyraźnie wydajność, opłacalność i efektywność energetyczną technologii suchej sorpcji.

Technologia **LAB** z reguły staje się standardem BAT (najlepsza dostępna technika), o czym można się przekonać w aktualnym dokumencie „Reference Document BAT for Waste Incineration“ z sierpnia 2006 roku.

Od roku 2013 **LAB** oferuje w zakresie instalacji termicznej obróbki odpadów technologie oraz instalacje do:

- stabilizacji i zestalania popiołów i pozostałości z oczyszczania spalin,
- waloryzacji żużli wraz z odzyskiem ferromagnetyków i metali nieżelaznych.

LAB oferuje tym samym wysokokwalifikowane doradztwo na etapie wyboru koncepcji, minimalizacji emisji z instalacji termicznej obróbki odpadów, czyli emisji do powietrza, ochrony wód oraz ochrony powierzchni ziemi, poprzez wytworzenie poszczególnych komponentów instalacji, dostawę „pod klucz“ wraz z montażem, rozruchem, opracowaniem dokumentacji technicznej oraz szkoleniem obsługi.

Wyciąg z aktualnych referencji **LAB**:

- Paroseni (Rumunia)
- Kopenhagen (Dania)
- Longyearbyen (Norwegia)
- Trebovice (Republika Czeska)
- Wilton (Wielka Brytania)

LAB GmbH, Bludenzer Str. 6, D – 70469 Stuttgart
Tel. +49 (0)711/222 49 35-0
Fax. +49 (0)711/222 49 35-99
E-Mail: labgmbh@labgmbh.de
www.labgmbh.com
Wyłączny przedstawiciel na Polskę:
CDF – TECHNOLOGIE DLA ŚRODOWISKA s.c.
ul. Wolności 262, PL-41-800 Zabrze
Telefon: 32 7761362 Fax: 32 7761363
E-mail: mf@cdfmf.pl www.cdfmf.pl

Instalacja referencyjna VapoLAB w Teesside (Anglia)

Martin Schmidt, LAB GmbH

LAB Geodur - stabilizacja i zestalanie popiołów, pyłów i pozostałości z oczyszczania spalin ze spalarni odpadów

Lab geodur jest specjalistycznym oddziałem firmy LAB GmbH ze Stuttgartu, zajmującym się od roku 1990 przetwarzaniem odpadów z procesów termicznych, w szczególności przetwarzaniem pyłów filtracyjnych z oczyszczania spalin w spalarniach odpadów, a także przetwarzaniem różnych rodzajów odpadów mineralnych.

W tym celu LAB Geodur opracował technologię postępowania z odpadami oraz produkty opatentowane w Europie i Polsce, a od roku 1999 w Polsce technologia ta znalazła skuteczne zastosowanie w czterech instalacjach. Celem jest otrzymanie z odpadu niebezpiecznego, poprzez jego stabilizację i zestalenie, odpadu innego niż niebezpieczne, który może być niedrogo deponowany na składowisku odpadów. Istotnym składnikiem technologii LAB Geodur jest wykorzystanie specjalnego dodatku TraceLock®, spełniającego rolę czynnika kompleksotwórczego, wspomagającego dwustopniowy proces przetwarzania odpadów.

Stabilizacja/zestalanie odpadów ze spalarni osadów ściekowych „Czajka" - MPWiK Warszawa

Stabilizat po obróbce

Stabilizacja/zestalanie odpadów ze spalarni osadów ściekowych „Czajka" - MPWiK Warszawa

W sześciu aktualnie budowanych w Polsce spalarniach odpadów komunalnych, przetwarzanie odpadów wytwarzanych w instalacji oczyszczania spalin z zastosowaniem procesu stabilizacji i zestalania jest integralną częścią prawomocnych decyzji środowiskowych i pozwoleń na budowę spalarni. Także dla dalszych planowanych w Polsce spalarni odpadów komunalnych, przewiduje się zastosowanie tej technnologii przetwarzania odpadów.

Technologia stabilizacji i zestalania odpadów z procesu oczyszczania spalin znajduje zastosowanie nie tylko w spalarniach odpadów komunalnych, ale także w instalacjach termicznego przekształcania paliw alternatywnych, osadów ściekowych oraz odpadów niebezpiecznych.

W każdym pojedynczym przypadku LAB Geodur opracowuje specyficzne receptury procesu, które są następnie w sposób ciągły dostosowywane i optymalizowane w zależności od potrzeb klienta. Stałe wspieranie naszych klientów jest dla nas samo przez się zrozumiałe i należy do naszego systemu zarządzania jakością.

W razie potrzeby, zapraszamy do zapoznania się z naszymi instalacjami referencyjnymi. □

LAB GmbH, Oddział Zamiejscowy Zug
Oberallmendstrasse 20A
CH – 6300 Zug | Szwajcaria
www.geodur.ch | www.labgmbh.com

Wyłączny przedstawiciel LAB GmbH na Polskę:
CDF – TECHNOLOGIE DLA ŚRODOWISKA s.c.
ul. Wolności 262, PL-41-800 Zabrze
Telefon: 32 7761362 | Fax: 32 7761363
www.cdfmf.pl | E-mail: mf@cdfmf.pl

Keppel Seghers

Białystok - Zakład Termicznego Przekształcania Odpadów

Dane techniczne	
Paliwo	stałe odpady komunalne
Wydajność	15.1 t/h lub 120 000 t/a
Palenisko/ruszt	Keppel Seghers, chłodzony powietrzem
Ilość linii technologicznych	1
Podgrzewanie powietrza pierwotnego	60 – 200
Wartość opałowa odpadów	7.5 MJ/kg (6.5- 12 MJ/kg)
Wydajność termiczna	32.3 MWth (wg. projektu)
Typ kotła	ciągi opromieniowane / konwekcyjne, kocioł pionowy
Produkcja pary	39.8 t/h
Parametry pary	40 bar - 400°C
Temperatura spalin	155°C (na wylocie z kotła)
Dyspozycyjność	8050 h

Keppel Seghers wykona 49,6% (wg. wartości projektu) zakresu robót i dostarczy do zakładu własną opatentowaną technologię termicznego przetwarzania odpadów. Pozostały zakres prac zostanie podjęty przez partnerów konsorcjum: Budimex, jedną z największych polskich firm budowlanych, oraz przez hiszpańską firmę gospodarki odpadami CESPA.

Instalacja przetwarzać będzie około 120 000 ton odpadów rocznie, tym samym zmniejszona zostanie ilość odpadów komunalnych kierowanych na wysypisko odpadów w Hryniewiczach z ponad 90% do około 12%.

Zakład będzie wytwarzać około 7,5 MW energii elektrycznej w okresie letnim, a zimą będzie dostarczać zarówno 17,5 MW energii cieplnej, jak i 5 MW energii elektrycznej do sieci.

Od momentu przystąpienia do Unii Europejskiej (UE) w 2004 r., Polska zobowiązała się do wdrożenia dyrektywy UE w sprawie składowania odpadów, która obejmuje ograniczenie składowania odpadów ulegających biodegradacji.

Projekt Białostocki, umocni rolę Keppel Seghers na rynku polskim oraz pomoże Polsce w realizacji zobowiązań unijnych, jak również rozszerzeniu polskiego potencjału odzysku energii zgodnie z narodowym planem gospodarki odpadami.

Keppel Seghers
Solutions for a Cleaner Future

Keppel Infrastructure (KI), należący do korporacji Keppel Corporation Limited, jednej z największych spółek notowanych na giełdzie Singapuru, jest spółką skupiającą firmy zajmujące się ochroną środowiska, techniką i serwisem.

Keppel Seghers należy do grupy KI i jest przodującym dostawcą technologii dla ochrony środowiska, obejmującej alternatywne źródła energii, poczynając od doradztwa, projektowania inżynierii, technologii i konstrukcji do obsługi i serwisu instalacji.

Keppel Seghers oferuje technologie i serwis w dziedzinie przetwarzania odpadów.

Do tej pory, Keppel Seghers zrealizował ponad 100 projektów w ponad 15 krajach całego świata.

Keppel Seghers realizuje na bieżąco projekty termicznego przetwarzania odpadów na całym świecie.

Keppel Seghers Belgium NV
Hoofd 1
2830 Willebroek - Belgium
Tel: +32(0) 3880 7700
Fax: +32(0) 3880 7749
Email: info_belgium@keppelseghers.com

Keppel Seghers
Solutions for a Cleaner Future

EKOKOGENERACJA

Energetyczne wykorzystanie odpadów w małych instalacjach

Ekokogeneracja S.A.
Al. Jerozolimskie 91
02-001 Warszawa
Tel: +48 22 622 72 67
Fax: +48 22 627 32 95
www.ekokogeneracja.com

Bogna Burzała, Centralne Laboratorium, „ENERGOPOMIAR" Sp. z o.o.

Termiczne przekształcanie osadów ściekowych jako jedna z metod ich utylizacji

Wprowadzenie

Osady ściekowe powstają jako odpad w procesie oczyszczania ścieków. Ich ilość zależy od zastosowanej technologii, stopnia oczyszczenia oraz rozkładu substancji organicznej w procesach stabilizacji osadów. Z uwagi na źródło wytwarzania ścieków osady możemy podzielić na pochodzące z oczyszczalni komunalnych, przemysłowych i komunalno-przemysłowych. Osady wytwarzane w oczyszczalniach komunalnych charakteryzują się znaczną zdolnością do zagniwania ze względu na zawartość łatwo rozkładalnych substancji organicznych, niską skłonność do wydzielania wody, a także obecność bakterii chorobotwórczych i pasożytów. Osady z oczyszczalni ścieków komunalno-przemysłowych czy przemysłowych na ogół trudniej zagniwają i lepiej się odwadniają, ale zawierają wiele specyficznych zanieczyszczeń (metali ciężkich i innych substancji niebezpiecznych). Z uwagi na swoje właściwości fizykochemiczne mogą stanowić zagrożenie dla zdrowia ludzi oraz środowiska naturalnego, dlatego muszą być ustabilizowane. W trakcie stabilizacji powinny zostać poddane odpowiedniej obróbce, np. biologicznej, chemicznej, termicznej lub innemu procesowi, który obniży podatność komunalnych osadów ściekowych na zagniwanie i wyeliminuje zagrożenie dla środowiska, życia i zdrowia ludzi [1]. Ustabilizowane osady ściekowe zgodnie z Rozporządzeniem Ministra Środowiska z dnia 27 września 2001 roku w sprawie katalogu odpadów zostały oznaczone kodem 19 08 05 i są opisane jako ustabilizowane komunalne osady ściekowe [3].

Gospodarka osadami ściekowymi

W ostatnich latach nastąpiło zwiększenie ilości oczyszczanych ścieków, a co za tym idzie - ilości wytwarzanych osadów ściekowych. Zgodnie z „Krajowym Planem Gospodarki Odpadami 2014" (KPGO 2014) przewidywany jest dalszy wzrost ilo-

ści wytwarzanych komunalnych osadów ściekowych, wynikający z uszczelnienia sytemu wodno-kanalizacyjnego. Przewiduje się, że ilość osadów ściekowych w 2020 roku będzie większa o 20% w stosunku do roku 2011 i wynosić będzie 746 tys. Mg s.m. (tabela 1) [4]. Tak ogromna ilość wytworzonych osadów może stanowić duże wyzwanie dla przedsiębiorstw zajmujących się ich zagospodarowaniem.

Tab. 1. Prognoza wytwarzania komunalnych osadów ściekowych [4]

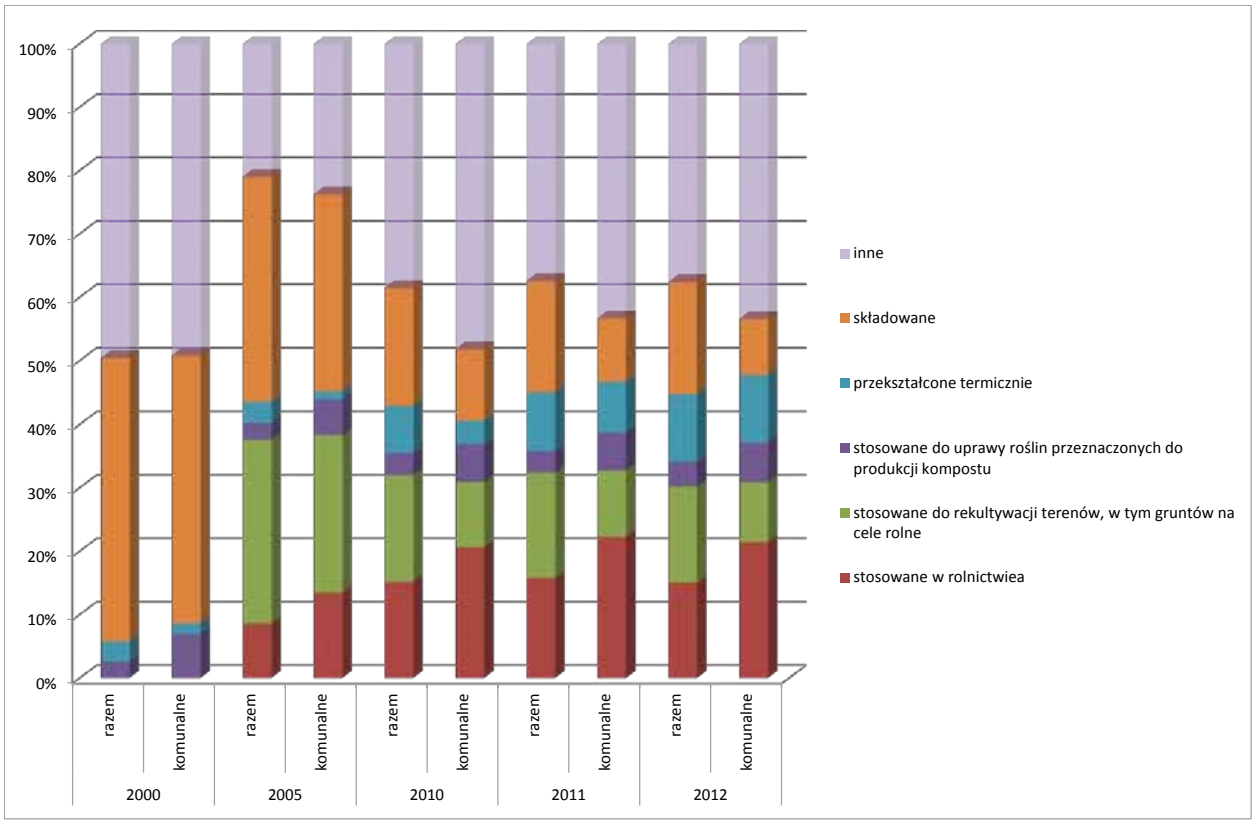
Rok	2011	2014	2015	2016	2018	2019	2022
Masa wytworzonych komunalnych osadów ściekowych (tys. Mg s.m.)	621,0	651,0	662,0	682,0	726,0	731,0	746,0
Masa wytworzonych komunalnych osadów ściekowych o uwodnieniu ok. 80% (tys. Mg)	3105,0	3255,0	3310,0	3410,0	3630,0	3655,0	3730,0

Stosowane w Polsce metody utylizacji oraz zagospodarowania osadów ściekowych to: składowanie, wykorzystywanie do rekultywacji terenów, wykorzystanie rolnicze, kompostowanie, produkcja biogazu czy unieszkodliwianie termicznie. Na rysunku 1 zostały przedstawione metody unieszkodliwiania i odzysku osadów ściekowych pochodzących z oczyszczalni komunalnych i osadów z oczyszczalni przemysłowych i komunalnych razem w latach 2000–2012.

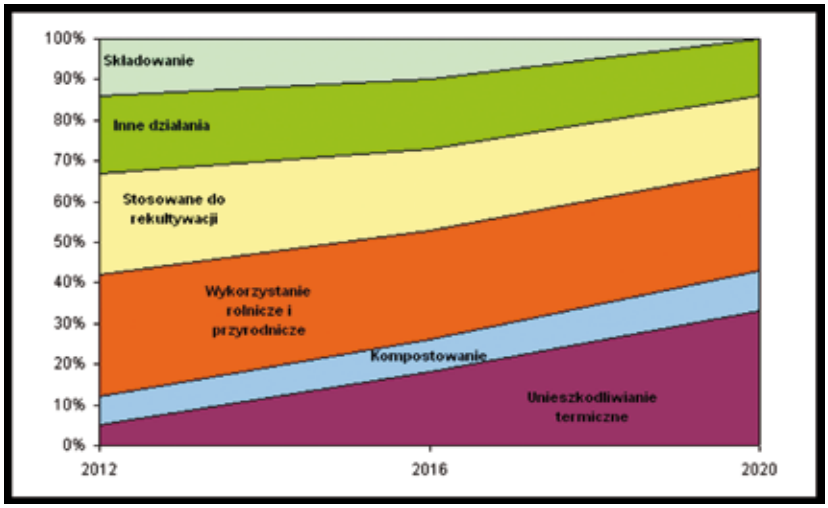
Głównym celem zawartym w KPGO 2014 jest ograniczenie składowania, maksymalizacja stopnia wykorzystania substancji biogennych oraz zwiększenia ilości osadów przetwarzanych przed wprowadzeniem do środowiska oraz przekształconych termicznie. Na rysunku 2 przedstawione zostały zmiany w strukturze odzysku i unieszkodliwiania komunalnych osadów ściekowych, jakie z założeniami KPGO 2014 mają zostać osiągnięte do roku 2020.

Składowanie

Składowanie jest najmniej pożądaną metodą utylizacji osadów ściekowych jednak nadal często stosowaną. Ilość utylizowanych w ten sposób osadów w ostatnich latach znacznie zmalała - z 40% w 2000 roku do ok. 10% w 2012 (rys. 1). Od 2016 roku będzie obowiązywać zakaz składowania odpadów o cieple spalania powyżej 6 MJ/kg suchej masy. Większość osadów ściekowych posiada ciepło spalania powyżej tej wartości (tab. 3), dlatego od 2016 nie będzie można ich składować zgodnie



Rys. 1. Zagospodarowanie i utylizacja osadów ściekowych z przemysłowych i komunalnych oczyszczalni ścieków [5]



Rys. 2. Zmiany w strukturze odzysku i unieszkodliwiania osadów z komunalnych oczyszczalni ścieków w perspektywie do 2020 roku [3]

z Rozporządzenie Ministra Gospodarki z dnia 8 stycznia 2013 roku [6].

Wykorzystanie rolnicze i przyrodnicze

Jedną z zalecanych przez KPGO 2014 metod odzysku jest wykorzystanie osadów ściekowych na cele rolnicze lub do rekultywacji terenów. Odzysk ten jest zalecany ze względu na dużą zawartość substancji organicznych, mikroelementów i związków biogennych, dzięki którym osady ściekowe posiadają wysokie walory glebotwórcze oraz nawozowe. Wybrane parametry nawozowe przedstawia tabela 1a. W KPGO 2014 przewiduje się, że do 2020 roku ilość przetworzonych tą metodą osadów wzrośnie do poziomu 30% wykorzystania rolniczego oraz 15% do stosowania przy rekultywacji terenów (rys. 2). Odzysk ten podlega jednak wielu ograniczeniom. Należy pamiętać, że przed wprowadzeniem osadów do gruntu należy spełnić wymogi bezpieczeństwa sanitarnego, chemicznego i środowiskowego. Wymogi te są opisane w Rozporządzeniu Ministra Środowiska z dnia 13 lipca 2010 roku [7]. Zgodnie z tymi przepisami limitowane są metale ciężkie, takie jak: kadm, miedź, nikiel, ołów, cynk, rtęć, chrom, w zależności do jakiego gruntu są wprowadzane i jakie przeznaczenie ma dany grunt. Ze względu na bezpieczeństwo sanitarne należy zbadać osady pod kątem obecności bakterii chorobotwórczych z rodzaju Salmonella oraz żywych jaj pasożytniczych. W ostatnich latach pojawia się coraz więcej badań dotyczących zawartości mikrozanieczyszczeń organicznych, takich jak: wielopierścieniowe węglowodory aromatyczne WWA, pestycydy, detergenty, polichlorowane dwufenyle PCB, dioksyny PCDD, furany PCDF. Źródłem tych zanieczyszczeń mogą być między innymi ścieki przemysłowe, środki czystości wykorzystywane w gospodarstwach domowych czy środki ochrony roślin [1]. Mikrozanieczyszczenia organiczne nie są limitowane w rozporządzeniu, jednak w przyszłości mogą stać się dodatkowym ograniczeniem w wykorzystaniu osadów na cele rolnicze i przyrodnicze czy w rekultywacji terenów.

Tab. 2. Parametry nawozowe oraz zawartość metali ciężkich

a) mikroelementy i związki biogenne

Odczyn pH	Zawartość % s.m.						
	suchej masy	substancji organicznej	azotu ogólnego	azotu amonowego	fosforu ogólnego	wapnia	magnezu
7,33	10,8	50,2	4,7	0,4	2,1	4,8	0,7
7,14	23,5	50,8	4,6	1,5	6,6	14,6	0,2

b) metale ciężkie

Zawartość metali ciężkich mg/kg s.m.						
Ołów	Kadm	Chrom	Miedź	Nikiel	Cynk	Rtęć
62,70	2,3	52,8	270	29,9	1748	10,7
<0,1	0,6	32,7	1,5	5,7	118	0,04

Termiczna utylizacja

Jednym z głównych celów Krajowego Planu Gospodarki Odpadami 2014 jest zwiększenie ilości przetwarzanych osadów ściekowych w procesach termicznych. Zgodnie z rysunkiem 2 ilość zutylizowanych tą metodą osadów ściekowych ma przekroczyć 30% w 2020 roku. Już teraz metoda ta ma coraz większe znacznie - w roku 2000 wynosiła tylko 1%, natomiast w roku 2012 osiągnęła poziom 11% (rys. 1).

Istnieją trzy główne sposoby termicznej utylizacji osadów: spalanie, współspalanie oraz metody alternatywne, takie jak piroliza czy zgazowanie [8]. Analizując przydatność osadów ściekowych do termicznej utylizacji, należy poznać ich parametry paliwowe.

Zostały one przedstawione w tabeli 3 na przykładzie dwóch osadów. Barierą do stosowania metod termicznych jest wysoki stopień uwodnienia osadów, który dla ustabilizowanych komunalnych osadów ściekowych kształtuje się na poziome ok. 80%. Tak duża zawartość wody uniemożliwia autotermiczne spalanie. Warunkiem monospalania jest wysuszenie osadu do poziomu poniżej 40% zwartości wody, natomiast zawartość substancji palnych (węgiel, wodór, siarka) powinna wynosić powyżej 25% [1]. W metodach, w których wykorzystywane jest współspalanie, np. w przemyśle cementowym, wymagane jest, aby osad ściekowy został wysuszony do zawartości suchej masy na poziomie 10-30%.

Suszenie pozwala zwiększyć atrakcyjność osadów jako paliw, poprawiając ich właściwości paliwowe oraz redukując znacznie ich masę i objętość. Zmieniając osady w produkt o określonych właściwościach, ułatwia się ich wykorzystanie w procesach termicznych, a także przechowywanie czy transport. Suszenie posiada jednak pewne wady. Jedną z nich jest wydzielanie się odorów wynikających z rozkładu związków organicznych, co może być uciążliwe dla otoczenia. Wysokotemperaturowe suszarnie osadów ściekowych wymagają znacznych nakładów finansowych i związane są ze skomplikowanym technologicznie procesem, co ukierunkowuje ich zastosowanie dla dużych oczyszczalni ścieków. Prostszym technologicznie rozwiązaniem mogą być suszarnie solarne [8].

Inną możliwością jest współspalanie osadów w kotłach energetycznych. Jednak osad ściekowy traktowany jest jako odpad, więc w trakcie współspalania elektrownie musiałyby spełnić wymogi emisyjne, takie jak dla spalarni odpadów, chyba że udział osadów w strumieniu paliwa wynosiłby nie więcej niż 1%. Z tego względu elektrownie nie są zainteresowane współspalaniem, chociaż ze względu na zawartą w nich biomasę traktowane są jako materiał zeroemisyjny, obniżający emisję CO_2.

Inną metodą współspalania jest współspalanie mokrych osadów ściekowych z biomasą. Ideą tego procesu jest przyczynienie się do wytwarzania energii ze źródeł odnawialnych, jak również wyeliminowanie kosztownego proces suszenia osadów ściekowych [9].

Tab. 3. Parametry paliwowe osadów ściekowych

Oznaczenie	Jednostka	stan		stan	
		roboczy	w s. m.	roboczy	w s. m.
Wilgoć całkowita	%	82.8		76.9	
Sucha masa	%	17.2		23.1	
Popiół 550°C	%	6.0	34.9	10.2	44.0
Części lotne	%	9.8	57.5		
Ciepło spalania	kJ/kg	2620	15377	3071	13294
Wartość opałowa	kJ/kg	527	14299	1099	12437
Węgiel całkowity	%	6.2	36.3	7.3	31.6
Wodór	%	0.9	5.2	1.0	4.2
Siarka całkowita	%	0.2	1.2	0.3	1.1
Chlor	%	0.01		0.01	

Podsumowanie

W ostatnich latach, w następstwie powstawania nowych systemów wodno-kanalizacyjnych oraz oczyszczalni ścieków, systematycznie rośnie ilość wytwarzanych osadów ściekowych. Istnieją ograniczone możliwości zapobiegania powstawaniu osadów ściekowych. Z tego względu w gospodarce osadami ściekowymi skupiono się na metodach ich utylizacji. Coraz większe restrykcje dotyczące wykorzystania osadów ściekowych na cele rolnicze i przyrodnicze przyczyniły się do zwiększenia znaczenia metod termicznych. W KPGO 2014 przewiduje się wzrost tych metod do poziomu 30% w roku 2020. W ten sposób można odzyskać część energii zawartej w osadach ściekowych, natomiast dzięki zawartej w nich biomasie energia wytworzona z osadów ściekowych jest neutralna pod względem emisji CO_2, co pozwoli obniżyć jego emisję. □

Bibliografia:

[1] Bień J. B.: Osady ściekowe, teoria i praktyka, Wydawnictwo Politechniki Częstochowskiej, Częstochowa 2007.
[2] Ustawa z dnia 14 grudnia 2012 r. o odpadach, Dz.U. 2013, poz. 21, ze zm.
[3] Rozporządzenie Ministra Środowiska z dnia 27 września 2001 r. w sprawie katalogu odpadów, Dz.U. Nr 112, poz. 1206.
[4] Uchwała Nr 217 Rady Ministrów z dnia 24 grudnia 2010 r. w sprawie "Krajowego planu gospodarki odpadami 2014", Monitor Polski Nr 101, poz. 1183.
[5] Ochrona Środowiska 2013, Główny Urząd Statystyczny, Warszawa październik 2013, http://www.stat.gov.pl/cps/rde/xbcr/gus/SE_ochrona_srodowiska_2013.pdf [dostęp: 27.01.2014].
[6] Rozporządzenie Ministra Gospodarki z dnia 8 stycznia 2013 r. w sprawie kryteriów oraz procedur dopuszczania odpadów do składowania na składowisku odpadów danego typu, Dz.U. Nr 0, poz. 38.
[7] Rozporządzenie Ministra Środowiska z dnia 13 lipca 2010 r. w sprawie komunalnych osadów ściekowych, Dz.U. Nr 137, poz. 924.
[8] Bień J. D.: Zagospodarowanie komunalnych osadów ściekowych metodami termicznymi, „Inżynieria i Ochrona Środowiska" 2012, t. 15, nr 4, s. 439-449.
[9] Gaweł I., Kubicka S., Szlęk A.: Modelowe rozwiązanie spalania osadów ściekowych, „Piece Przemysłowe & Kotły" 2013, nr 3-4, s. 20-23.

Edward Sucharda, kierownik Działu Projektów i Serwisu PA, SICK Sp. z o.o.

Monitoring emisji zgodnie z normą PN-EN 14181 oraz PN-EN 15267

Rozporządzenie Ministra Środowiska z dnia 4 listopada 2008 przywołuje normę PN-EN14181 w zakresie obowiązku realizowanych co najmniej raz do roku procedur zapewniających odpowiedni poziom jakości systemów do ciągłych pomiarów emisji - AST (załącznik nr 1 pouczenie 3) oraz pełnej procedury kalibracji i walidacji w przypadku systemów nowo instalowanych, systemów istniejących co najmniej raz w ciągu pięciu lat i każdej większej zmiany w instalacji spalania paliw i większych zmian lub napraw systemów istniejących - QAL 2 (załącznik nr 1 pouczenie 4). Jakkolwiek powyższe sformułowania wprowadzają tylko obowiązek stosowania części procedur utrzymania jakości według normy EN14181, to realizacja tych wybranych procedur możliwa jest tylko przy spełnieniu wymagań całej normy.

Zakres normy PN-EN 14181 i realizacja wymagań z udziałem SICK

Niniejsza norma europejska przedstawia procedury utrzymania poziomów zapewnienia jakości (QAL) dla automatycznych systemów pomiarowych (AMS) zainstalowanych w zakładach przemysłowych celem określenia składników spalin i innych parametrów spalin.

Niniejsza norma określa:

- procedurę (QAL 2) dot. kalibracji systemu AMS oraz wyznaczania niepewności wartości pomiarowych uzyskanych przez system AMS, jak również wykazania przydatności systemu AMS po jego instalacji,
- procedurę (QAL 3) dot. utrzymania i wykazania wymaganej jakości wyników pomiarowych w trakcie normalnej pracy systemu AMS, w tym sprawdzenie, czy charakterystyki dla punktów kontrolnych zera i zakresu są zgodne z wartościami wyznaczonymi podczas procedury QAL 1,
- procedurę (AST) dla rocznej kontroli sprawności systemu AMS, aby ocenić czy funkcjonuje poprawnie, a jego parametry są zachowane oraz czy jego funkcja kalibracji i niepewność pozostają takie jak wcześniej wyznaczono.

Niniejsza norma przeznaczona jest do użytku dla systemów AMS, które przeszły certyfikację według wymagań zawartych w normie PN-EN 15267-3 (QAL 1).

Norma EN14181ogranicza się do zapewnienia jakości (QA) systemu AMS i nie obejmuje QA układu zbierania i rejestracji danych obiektu.

Aparatura pomiarowa SICK przeznaczona do monitoringu emisji w spalarniach posiada certyfikaty QAL 1 wg PN-EN15267-3. Ponadto SICK wspiera użytkowników systemów pomiarowych przy wszystkich procedurach utrzymania jakości według normy EN14181.

Aparatura dostarczana jest z indywidualnymi certyfikatami QAL 1, które konieczne są dla laboratoriów akredytowanych podczas wykonywania kalibracji i odbioru aparatury w ramach procedury QAL 2. Podczas wykonywania procedury QAL 2 polski serwis SICK może pomóc w przygotowaniu aparatury i w pozyskiwaniu danych z przyrządów pomiarowych.

Dla wszystkich atestowanych przyrządów opracowane są procedury realizacji automatycznych sprawdzeń QAL 3. Procedury te są zatwierdzone przez laboratoria certyfikujące aparaturę.

Polski serwis SICK oferuje stałe umowy serwisowe w ramach których wykonywane są czynności AST.

Wymagania odnośnie dyspozycyjności

W załączniku nr 3 rozporządzenia z dnia 4 listopada 2008 pojawiają się wymagania odnośnie niezawodności systemów pomiarowych emisji.

Tab. 1. Przykładowe zestawienie dyspozycyjności osiąganych podczas testów certyfikacyjnych dla typowej aparatury dla spalarni odpadów

Lp.	Nazwa aparatury i dyspozycyjność		Badanie certyfikujące
1	DHSP100	99,8%	(Raport TÜV 352 /0855/93-583207/01 dnia 12/06/1996)
2	FW 101	99,0%	(Raport TÜV 2.4.2/0855/93-20355395-101 dnia 05/07/2000)
3	MCS 100 E HW	98,6%	(Raport TÜV 936/808010/A dnia 30/09/1999)
4	FLOWSIC 100	99,6%	(Raport TÜV 3.5.2/0668/95-59454101 dnia 12/02/1996)

(...) 6. Jeżeli z powodu niesprawności lub konserwacji systemu do pomiarów ciągłych, w ciągu roku kalendarzowego wystąpi więcej niż 10 dni, w których z każdej doby więcej niż pięć średnich trzydziestominutowych wartości stężeń substancji jest nieważnych, to prowadzący instalację podejmuje działania w celu zwiększenia niezawodności systemu ciągłego pomiaru emisji i informuje wojewódzkiego inspektora ochrony środowiska o podjętych działaniach.

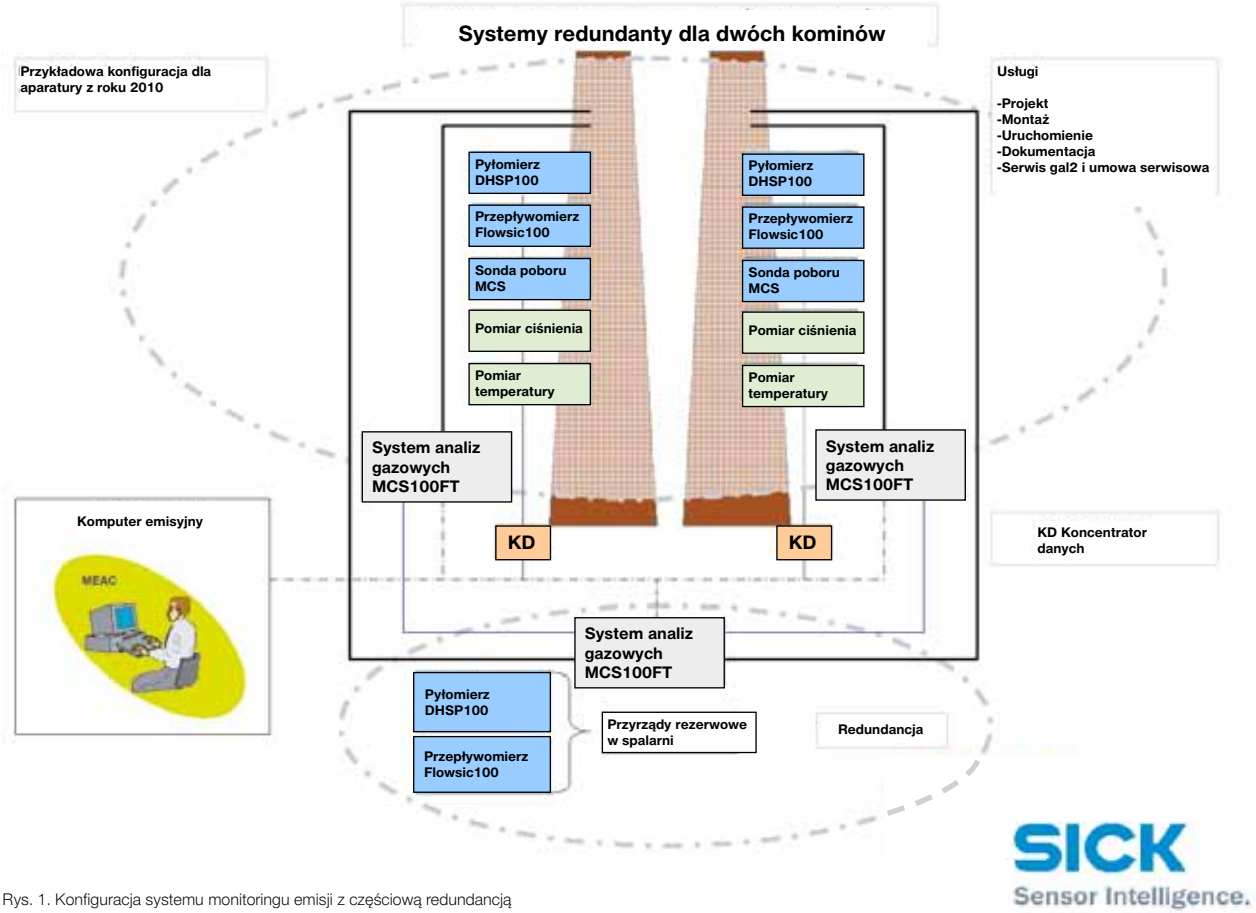
Zapis określa, że w skali roku dyspozycyjność systemów pomiarowych powinna być wyższa niż 97%.

SICK oferuje aparaturę, która podczas badań atestacyjnych spełnia to wymaganie.

Możliwe są dalsze działania w celu zapewnienia bardzo wysokiej dyspozycyjności aparatury pomiarowej. Między innymi do czasu bez ważnych wyników pomiarów zaliczane są okresy obsługi aparatury oraz okresy testów QAL 3. Wyposażone w atestowane filtry kontrolne systemy analiz wieloskładnikowych MCS100FT umożliwiają realizację procedury QAL 3 bez podawania gazów wzorcowych takich jak CO, SO_2, NO, HCl, H_2O, HF w azocie. Pozwala to zaoszczędzić wiele godzin przewidzianych w budżecie dziesięciu dni bez ważnych pomiarów ustalonych przez Rozporządzenie Ministra.

W ramach umów serwisowych możliwe jest utrzymywanie aparatury rezerwowej w serwisie.

Możliwe są również rozwiązania z gorącą rezerwą na obiekcie w różnych konfiguracjach. □



Rys. 1. Konfiguracja systemu monitoringu emisji z częściową redundancją

Henryk Skowron, Inżynierskie Biuro Konsultingowe H. SKOWRON

Postępowanie z produktami reakcji w procesie oczyszczania spalin w ITPOK - czy rzeczywiście musimy tak jeść tę żabę?

Przedstawiony tekst jest zmodyfikowaną i rozszerzoną wersją referatu wygłoszonego podczas X Jubileuszowego Międzynarodowego Forum Gospodarki Odpadami „Kompleksowe zarządzanie gospodarka odpadami", Poznań-Stare Jabłonki, 2013 r.

Postawienie problemu

W Polsce planuje się obecnie rozpoczęcie budowy kilku instalacji termicznego przekształcania odpadów komunalnych (TPOK). W ciągu ostatnich lat obserwowano w tej dziedzinie, jak można przypuszczać z dużą uwagą i w sposób wieloraki, przygotowania do budowy tych instalacji i przebieg procedur wydawania stosownych decyzji administracyjnych dla każdego z tych projektów. Decyzje o środowiskowych uwarunkowaniach tych przedsięwzięć zawierają zapisy o konieczności stabilizowania i zestalania produktów oczyszczania spalin (POS)[1].

W prawie wszystkich projektach z tzw. listy indykatywnej, które w ramach bieżącej perspektywy finansowania (POIiŚ 2007 ÷ 2013) „dotrwały" do etapu przetargu i wyboru firmy (firm) - wykonawców tych instalacji, wymagano od oferentów zastosowania technologii półsuchego oczyszczania spalin. Przy obecnym stanie techniki w tej dziedzinie jest to rozwiązanie dobre pod względem procesowym i pozwalające zagwarantować odpowiednie, wymagane przez prawo, standardy ekologiczne jakości oczyszczania spalin. Przyjęcie założenia, by w konfiguracji technologicznej planowanych instalacji TPOK zastosować taki wariant technologii oczyszczania spalin, było więc zasadne.

Zapisy (w Decyzjach środowiskowych) o **konieczności** stabilizowania i zestalania produktów, które w takich procesach oczyszczania spalin są wytwarzane, trudno jednak ocenić jako racjonalne i korzystne - ekologicznie oraz ekonomicznie.

Przy takim podejściu do zagadnienia chodzi bowiem o to, by „ogwiazdkowane" odpady z podgrupy 19 01 *(Odpady z termicznego przekształcania odpadów)*, powstające w procesie oczyszczania spalin, takie jak:

19 01 07*	Odpady stałe z oczyszczania gazów odlotowych
19 01 10*	Zużyty węgiel aktywny z oczyszczania gazów odlotowych
19 01 13*	Popioły lotne zawierające substancje niebezpieczne
19 01 15*	Pyły z kotłów zawierające substancje niebezpieczne

przy pomocy jakiejś technologii przetworzyć do odpadu z podgrupy 19 03, określonego jako:

19 03 05	Odpady stabilizowane inne niż wymienione w 19 03 04*

aby potem, po przeprowadzeniu odpowiedniej oceny jakości procesu przetwarzania (stabilizowania i zestalania), można było kierować taki odpad do składowania na powierzchni ziemi, na składowiskach odpadów innych niż niebezpieczne i obojętne. Żeby więc ograniczyć wypłukiwanie metali ciężkich z produktów procesowych oczyszczania spalin, zamierza się poddawać te odpady procesom fizyko-chemicznym i dodatkowo, w celu zestalenia, wiązać je cementem. Przy obecnym stanie technologii i techniki nie ma jednak ekonomicznie znośnej metody stabilizowania, która dawałaby pełną gwarancji, że szkodliwe substancje nie będą wypłukiwane na składowiskach pod wpływem chociażby kwaśnych deszczy, zaś wysoka zawartość chlorków w produktach oczyszczania spalin jest tym czynnikiem, który znacząco utrudnia wiązanie cementem.

1) Znamienne przy tym jest to, że często w materiałach „przygotowawczych" (Raportach, Studiach Wykonalności, publikacjach branżowych, itp.) zapisywane to jest jako *„zestalanie i stabilizowanie"*, a więc w odwrotnej kolejności. Czyli przy takim zapisywaniu produkty reakcji z procesu oczyszczania spalin miałyby być najpierw zestalone, a potem stabilizowane, co byłoby operacją zupełnie już karkołomną.

Ponadto podczas mieszania z cementem i wodą np. pyłów (z odpylania spalin), które zawierają dość znaczne ilości aluminium, dochodzi do wydzielania się wodoru [5]:

$$2\,Al^0 + 6\,H_2O \Rightarrow 2\,Al(OH)_3 + 3H_2\Uparrow$$

Z każdego mola metalicznego aluminium zawartego w pyłach powstaje więc 1,5 mola wodoru, czyli 1,5x24,1 [dcm^{3}N] [(2)]. Tak więc z każdego grama Al zawartego w pyłach z odpylania spalin powstaje w procesie mieszania z wodą ~1,35 [dcm^{3}N] wodoru, który jest uwalniany. Jeśli to uwolnienie się wodoru nie jest w dostatecznym (no i technicznie bezpiecznym) stopniu zapewnione w okresie mieszania i procesie preparowania mieszaniny zestalanych pyłów, to dochodzi potem do spękania struktury zestalonych elementów - por. rysunek 1 [5]. Problematyczne stają się więc trwałość struktury zestalonej masy odpadów i ekologiczne bezpieczeństwo takiego sposobu postępowania, szczególnie w dłuższym okresie czasu po zdeponowaniu przetworzonych odpadów.

Rys. 1. Widok bloku produktów oczyszczania spalin zestalonych cementem, z widocznymi efektami uwalniania się wodoru - po zestaleniu [5]

Całość tego postępowania jest przy tym w naszych warunkach opisana prawnie bardzo „anemicznym" zapisem w Rozporządzeniu Ministra Gospodarki z dnia 8 stycznia 2013 r. (Dz.U. 13.0.38)[(3)]:

§6.5. Kryteria dopuszczania stałych, niewchodzących w reakcje, odpadów powstałych po przetworzeniu odpadów niebezpiecznych do składowania na składowisku odpadów innych niż niebezpieczne i obojętne są określone w załączniku nr 5 do rozporządzenia.

oraz dwoma, równie „anemicznymi" przypisami w załączniku do Rozporządzenia Ministra Środowiska z dnia 27 września 2001 r. w sprawie katalogu odpadów (Dz.U.01.112.1206):

(3) Procesy stabilizowania zmieniają niebezpieczne własności składników odpadów, a przez to przekształcają odpady niebezpieczne w inne niż niebezpieczne. Procesy zestalania zmieniają tylko stan fizyczny odpadów poprzez zastosowanie dodatków (np. przekształcają odpady ciekłe w stałe) nie zmieniając chemicznych własności odpadów.

(4) Odpady uważa się za częściowo stabilizowane, jeśli po procesie stabilizowania składniki niebezpieczne, które nie zmieniły się całkowicie w składniki bezpieczne, można uwalniać do środowiska w krótkim, średnim lub długim horyzoncie czasowym.

Ustawa o odpadach (z dnia 14 grudnia 2012r., Dz. U. 13.0.21) „uzupełnia" te wymagania też - jak się wydaje - w daleko niewystarczającym zakresie.

W tej sytuacji zasadne jest więc pytanie: czy takie postępowania, polegające na tzw. stabilizowaniu i zestalaniu produktów reakcji z procesów oczyszczania spalin w instalacjach TPOK, może być ekologicznie bezpieczne przy aktualnie pozostających do dyspozycji **ekonomicznie znośnych, sprawdzonych w pełnej skali technicznej**, rozwiązaniach technologicznych **i narzędziach** (prawnych) **do oceny** efektów zastosowania tych rozwiązań technologicznych?

Mówiąc o ekonomicznie znośnych rozwiązaniach technologicznych, wykluczyć trzeba więc, niejako z definicji, zeszkliwianie odpadów o wskazanych wyżej kodach i przetwarzanie ich do postaci odpadów z podgrupy 19 04.

W referacie spróbowano dać odpowiedź na tak postawione pytanie, przy czym odpowiedź tę udzielono na podstawie obszernej analizy różnych materiałów studialnych dotyczących tych zagadnień, doświadczeń (w tym także organizacyjnych) i stanu regulacji prawnych z innych krajów (przede wszystkim z Niemiec), a także po bezpośrednich konsultacjach w branżowych instytucjach tych krajów. Udzieloną odpowiedź udokumentowano także wynikami stosownych badań, przeprowadzonych w kraju z własnej inicjatywy i wykonanych przez bezsprzecznie najlepsze laboratorium branżowe energetyki. Trzeba tu dodać, że przeprowadzone badania trzeba traktować jako ocenę cząstkową. Na razie nie przeprowadzono bowiem odpowiednich badań, które dałyby odpowiedź na pytanie o bezpieczeństwie (dla środowiska) takich rozwiązań w średnim lub długim horyzoncie czasowym.

Wskazano też postulatywnie na konieczne, zdaniem autora, uzupełnienia w treści niektórych artykułów Ustawy z dnia 14 grudnia 2012 r. o odpadach, po to by „wzmocnić" prawne podstawy i stworzyć bazę wyjściową do lepszego zabezpieczenia polskich projektów TPOK przed stosowaniem mało efektywnych i ekologicznie niezbyt bezpiecznych rozwiązań w tej dziedzinie. Taka praca legislacyjna byłaby do odrobienia przy najbliższej, jak można sądzić nieodległej (bo jest tam więcej miejsc, gdzie poprawki byłyby potrzebne), noweliza-

2) (Przy p = 1, 014 hPa i T = 20°C)

3) Wcześniejsze przedmiotowe rozporządzenie Ministra Gospodarki i Pracy (Dz.U. 05.186.1553 z późn. zmianami) wydane było na podstawie tej samej delegacji ustawowej (art. 55 ust 3 Ustawy z dnia 27 kwietnia 2001 o odpadach) i zawierało zapis o takiej samej treści w §10.2. Część zapisów tamtego rozporządzenia przeniesiona została teraz do Ustawy o odpadach z dnia 14 grudnia 2012r. (Dz.U. 13.0.21).

cji tej ustawy. Wypada tylko żałować, że deklaracja Ministerstwa Środowiska złożona w odpowiedzi na jedną z interpelacji poselskich (nr 8493):

„Natomiast wszelkie, przedstawione w interpelacji (...) propozycje mogą być szczegółowo rozważone w ramach prac legislacyjnych nad aktami wykonawczymi do nowej ustawy o odpadach."

stała się niestety niespełnioną deklaracją, bo w nowej ustawie zapisano w tych sprawach raczej „za słabe" delegacje do przygotowania odpowiednich aktów wykonawczych. No i to sformułowanie: *„mogą być szczegółowo rozważone"* nie wywołuje raczej nadmiernego optymizmu przy ocenie, że możemy uniknąć konieczności takiego jedzenia tej żaby.[4]

Trzeba przy tym podkreślić, że pewne wątpliwości, co do skuteczności stosowania rozwiązań w postaci stabilizowania i zestalania produktów oczyszczania spalin są nawet zapisane w BREF/BAT - *Reference Document on the Best Available Techniques for Waste Incineration*, Sewilla, August, 2006 r. Wystarczy przecież przeanalizować odpowiednie fragmenty rozdziału 4.6.11, a w szczególności podrozdziału 4.6.11.1, tego dokumentu by tę „wstrzemięźliwą" ocenę zasadności takiego postępowania zobaczyć tam jak na dłoni. Stąd też mówienie i pisanie [4], że metoda ta jest zgodna z BREF/BAT jest albo świadomym mijaniem się z prawdą, albo też świadczyć może o niewiedzy. Jedna wersja supozycji gorsza od drugiej.

Doświadczenia innych

W Niemczech, po dość trudnych i przykrych doświadczeniach w tej dziedzinie, szczególnie na terenie wschodnich landów, gdzie sposób ten był (na razie) w niektórych przypadkach dopuszczany i praktykowany, bardzo mocno zaostrzono obecnie prawne wymogi dotyczące przede wszystkim procedur badania jakości procesów stabilizowania produktów oczyszczania spalin, a następnie ich deponowania na składowiskach naziemnych jako odpadów stabilizowanych i zestalonych [6,7,8,9,10].

W roku 2005, w rozporządzeniu z 25 lipca 2005 r. - Rozporządzenie o wykorzystaniu odpadów na składowiskach naziemnych *(...) (Verordnung über die Verwertung von Abfällen auf Deponien über Tage und zur Änderung der Gewerbeabfallverordnung vom 25. Juli 2005)*, wprowadzono po raz pierwszy (§ 3, ust. 4 + Załącznik 2) wymóg badania wyciągów wodnych z odpadów (produktów oczyszczania spalin z instalacji TPOK) po ich stabilizowaniu, według procedury opracowanej i zalecanej przez tzw. Krajową Grupę Roboczą Odpady (**L**änder**a**rbeits**g**emeinschaft **A**bfall), określanej jako procedura pH_{stat} oraz ustalono wartości graniczne dla eluatów 8 rodzajów metali ciężkich oraz fluorków.

Istotą testu pH_{stat} jest dokonywanie oceny podatności na wymywanie na podstawie badania w dwóch seriach wyciągów wodnych z próbek badanych produktów. Badania prowadzone musza być przy dwóch różnych ustalonych i utrzymywanych (podczas trwania całego badania) wartościach pH roztworu płuczącego. Zgodnie z procedurą tego testu [12] wartość pH roztworu płuczącego powinna być równa 4 i 11, a badanie powinno być prowadzone przez 24 godziny, w warunkach quasi-dynamicznych.

Doświadczenia związane z różnicami interpretacyjnymi zapisów tego rozporządzenia oraz z przykładami „obejściowego" traktowania tych wymagań, a także rozległe badania skuteczności zarówno różnych procesów stabilizowania, jak i zestalania, które wykonano w tym okresie [11,13, 14,15], doprowadziły między innymi do uściślenia prawnych wymagań. Te zmodyfikowane i uściślone wymagania zostały następnie wprowadzone w rozporządzeniu z 27 kwietnia 2009 r. - Rozporządzenie o uproszczeniu prawa o składowaniu odpadów *(Verordnung zur Vereinfachung des Deponierechts vom 27 April 2009)*. W tym rozporządzeniu - w § 6, ust. 1 i 2 - doprecyzowano warunki przyjmowania na składowiskach odpadów po stabilizowaniu i utrzymano wymóg badania odpadów po stabilizowaniu według testu pH_{stat}. Rozszerzono także zakres wymaganych badań eluatów do takiego „zestawu", jaki określony jest w unijnej Decyzji Rady 2003/33/WE z dnia 19 grudnia 2002 r., ustanawiającej kryteria i procedury przyjęcia odpadów na składowiskach zgodnie z art. 16 i załącznikiem II do Dyrektywy 1999/31/WE w zakresie kryteriów i pro-cedur dopuszczenia odpadów na powierzchniowe składowiska odpadów (Dz.Urz. WE L11 z 16.01.2003r.).

Znamienna natomiast jest kolejna modyfikacja, którą w tym rozporządzeniu z 27. kwietnia 2009 r., wprowadzono w roku 2012, a którą trzeba traktować jako dodatkowe uściślenie sposobu postępowania przed skierowaniem stabilizowanych odpadów na składowisko. Trzeba tę modyfikację również traktować jako zablokowanie ewentualnych prób „obejściowego" wypełniania wymagań tego rozporządzeniu. O takich próbach niektórych firm i kontrowersjach związanych z takim postępowaniem pisała branżowa prasa i portale internetowe.

Żeby podkreślić istotę tych modyfikacji przytoczono tu odpowiednie fragmenty § 6, ust. 1 i 2 rozporządzenia, z zaznaczeniem wprowadzonych modyfikacji - na tle wersji rozporządzenia z dnia 27 kwietnia 2009 r.

4) Problem przedstawiony w tym referacie był już przez autora wywoływany wcześniej i anonsowany w różnych miejscach [1,2,3,4]. Trzeba przyznać, że trochę dziwi zarówno postawa, którą można by określić jako „reakcja strusia", jak i postawa „poczekajmy, zobaczymy". Na co czekać i wydawać pieniądze na wykonanie segmentu instalacji, który może po uruchomieniu funkcjonować będzie trzy, cztery miesiące i potem szukać rozwiązania ratunkowego. A dla przeprowadzenia już teraz rozwiązań alternatywnych jest przecież od kogo „odgapiać" i można zawczasu nauczyć się na cudzych błędach.

§6 ust. 1.

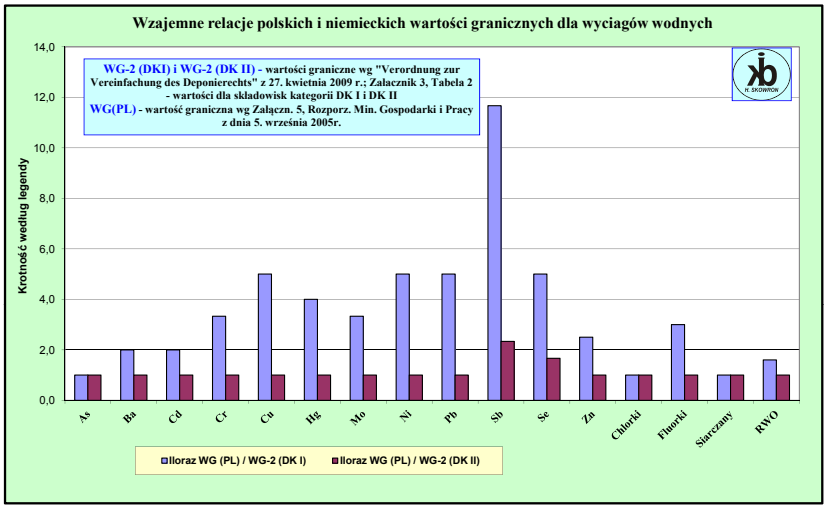
Odpady mogą być składowane na składowiskach lub kwaterach składowisk, kiedy w momencie dostarczenia na składowisko spełnione są kryteria przyjęcia zgodnie z ustępami 3÷5, a w przypadku odpadów w pełni stabilizowanych (kod odpadu 19 03 05 wg załącznika do rozporządzenia o katalogu odpadów) spełnione są dodatkowo kryteria zgodne z ustępem 2 niniejszego paragrafu. Kryteria przyjęcia muszą być dotrzymane przez odpad, bez mieszania go z innymi materiałami lub odpadami.

O ile w celu wypełnienia kryteriów przyjęcia jest to konieczne, to odpady przed ich zdeponowaniem należy przetwarzać. Przetwarzanie to jest odpowiednie, jeśli efekt przetwarzania jest nieodwracalny i poprzez to przetworzenie kryteria przyjęcia mogą być w sposób trwały dotrzymane. (...)

§6 ust. 2.

Dla odpadów w pełni stabilizowanych (kod odpadu 19 03 05 według katalogu odpadów) ważne jest, aby po procesie stabilizowania:

- *przeprowadzone było sprawdzanie wartości wszystkich kryteriów przyporządkowania zdefiniowanych w załączniku 3, numer 2, według eluatówbadanych przy ustalonym pH = 4 i pH = 11, zgodnie z załącznikiem 4, numer 3.2.1.2. (niniejszego rozporządzenia),*
- *badanie przeprowadzone było po okresie tężenia (stabilizowanych odpadów), trwającym co najwyżej 28 dni, przy czym dla przeprowadzania prób badany materiał stabilizowanego odpadu rozdrobniony musi być do ziarnistości ⩽ 10 mm,*
- *przy ocenie wyników badania (materiału stałego i eluatów) uwzględniona musi być masa dodanego materiału (stabilizującego),*



Rys. 2. Wzajemne relacji polskich (składowiska odpadów innych niż niebezpieczne i obojętne) oraz niemieckich (składowiska kategorii DKI i DKII) wartości granicznych dla wyciągów wodnych

chyba że oceniane odpady spełniają kryteria przyporządkowania przed procesem ~~zestalania lub~~ [5] stabilizowania.

To podkreślenie, że mają być sprawdzane wartości wszystkich kryteriów przyporządkowania jest tu o tyle istotne, że w poprzednim rozporządzeniu badano wyciągi wodne tylko dla ośmiu metali ciężkich i dla fluorków. A ponieważ wymywalność związków poszczególnych metali ciężkich z produktów oczyszczania spalin po stabilizowaniu jest zróżnicowana, nakazuje się, by spełnione były warunki dla wszystkich zwartości eluatów, które zestawione są w Decyzji Rady 2003/33/WE z dnia 19 grudnia 2002 r., stanowiącej unijne odniesienie dla regulacji niemieckiej.

A np. we Francji jakość procesu stabilizowania oceniana jest tylko według jednego kryterium - SZR/TDS [16]. Wykorzystując tylko to kryterium, wykazuje się w przywołanym tu materiale źródłowym, że w celu zdeponowania odpadów, po stabilizowaniu i zestaleniu, na składowisku będącym odpowiednikiem naszego składowiska odpadów innych niż niebezpieczne i obojętne, potrzeba na każdą tonę odpadów - produktów oczyszczania spalin - zużyć 600 kg cementu. Taka ilość zastosowanego cementu pozwala gwarantować wartość SZR/TDS = 60 000 mg/kg $_{\text{suchej masy}}$. W przypadku gdyby chciało się takie odpady po stabilizowaniu i zestaleniu skierować do składowania na składowisku odpadów obojętnych (wymagana wartość SZR/TDS = 4000 mg/kg $_{\text{suchej masy}}$), to trzeba by zużywać > 5000 kg cementu na każde 1000 kg stabilizowanych odpadów. Jest to więc ilość daleka od wszelkiej racjonalności, jako że z jednej tony odpadów „produkuje się" (produkowałoby się) ponad sześć ton innego odpadu. Bo mówienie, że takie odpady po stabilizowaniu i zestaleniu można potem wykorzystywać użytkowo (dla celów budowlanych) należy włożyć między bajki. Te „materiały budowlane" tylko tak ładnie wyglądają na barwnych prospektach.

Postulowanie zmian w prawie

Polskie wymagania w zakresie wartości granicznych wartości wymywania, dla składowisk odpadów

5) To określenie „zestalania lub" zostało – w wersji z roku 2012 – usunięte. Dla podkreślenia tego faktu w tekście tego referatu tak to zaznaczono.

innych niż niebezpieczne i obojętne są właściwie zbliżone do wartości granicznych w przytoczonym rozporządzeniu niemieckim z 29 kwietnia 2009 r. - dla składowisk według niemieckiej kategorii DK II - por. wykres na rysunku 2.

Chcąc więc ewentualnie wzorować się na wypracowanych już - po licznych, niezbyt korzystnych doświadczeniach - rozwiązaniach, które obowiązują w Niemczech, należałoby co najmniej znowelizować niektóre zapisy w ustawie o odpadach i na jej podstawie przygotować odpowiednie regulacje na poziomie rozporządzeń. Ewentualna i postulowana tu nowelizacja powinna „wzmocnić" delegacje dla przygotowania stosownych rozporządzeń ministra gospodarki i ministra środowiska. Takie „wzmocnienie" delegacji powinno nastąpić przynajmniej w trzech artykułach Ustawy o odpadach z dnia 14 grudnia 2012 r.

W art. 111, ust 1. Ustawy postuluje się zmodyfikować zapis, przy czym treść postulowanej modyfikacji zapisano tu „na tle" obecnego brzmienia, w następujący sposób:

1. Podstawowa charakterystyka odpadów dla odpadów wytwarzanych regularnie zawiera informacje, o których mowa w art. 110 ust. 2 oraz wskazuje:

1) zmiany mogące wystąpić w składzie odpadów,

2) zmiany cech charakterystycznych odpadów,

3) podatność odpadów na wymywanie, oceniane według wszystkich wielkości kryterialnych, które określone są (....) [6] *, ~~ustalane~~ podczas testu wymywania prowadzonego dodatkowo ~~na~~ dla każdej partii odpadów, o ile test jest uzasadniony,*

4) główne zmieniające się właściwości odpadów.

W art. 113, ust 1. postuluje się następującą modyfikację zapisu:

1. Odpady wytwarzane regularnie, kierowane na składowiska odpadów danego typu, poddaje się testowi zgodności, podczas którego sprawdza się wszystkie dopuszczalne graniczne wartości wymywania, które określone są w (....) [6] *oraz wybrane parametry charakterystyczne dla danego rodzaju odpadów.*

Delegacja do opracowania stosownego rozporządzenia ministra gospodarki, w porozumieniu z ministrem środowiska, „nowego" rozporządzenia o kryteriach i procedurach przyporządkowania, zapisana jest w art. 118 Ustawy:

Art. 118

Minister właściwy do spraw gospodarki w porozumieniu z ministrem właściwym do spraw środowiska określi w drodze rozporządzenia:

1) odpady obojętne (...),

2) kryteria dopuszczenia odpadów do składowania na składowisku danego typu,

3) zakres, o którym mowa w art. 117, ust. 1,

- kierując się właściwościami odpadów i potrzebą zapewnienia właściwego postępowania z odpadami na składowisku odpadów oraz uwzględniając rodzaje odpadów i zawartość w nich substancji organicznych.

W stosunku do „potrzeb" przedstawianego w tym referacie problemu składowania odpadów - stabilizowanych i zestalanych produktów oczyszczania spalin z instalacji TPOK - zapis taki jest, jak się wydaje, zapisem zdecydowanie za słabo „kierunkującym" uregulowania, które w rozporządzeniu powinny być ustalone. Przede wszystkim sformułowanie *„kierując się (...) i potrzebą zapewnienia właściwego postępowania z odpadami na składowisku odpadów"*, w niewystarczający jak się wydaje, sposób ustala cel, jaki jest do osiągnięcia przy pomocy „przyszłego" rozporządzenia. Przecież nie chodzi tylko o to, by właściwie postępować z odpadami na składowisku. A tak to niestety wynika obecnie z treści artykułu 118. Postępowanie z odpadami na składowisku nie jest przecież celem, tylko sposobem do osiągnięcia celu, którym jest zapewnienie odpowiedniego bezpieczeństwa ekologicznego przy składowaniu odpadów na powierzchni ziemi.

W tym artykule ustawy postuluje się zmodyfikować zapis co najmniej w następujący sposób:

Art. 118

Minister właściwy do spraw gospodarki w porozumieniu z ministrem właściwym do spraw środowiska określi w drodze rozporządzenia:

1) odpady obojętne (...),

2) kryteria i procedury dopuszczenia odpadów do składowania na składowisku danego typu,

3) referencyjne metody i zakres badań, o którym mowa w art. 117, ust.1,

- kierując się właściwościami odpadów i potrzebą zapewnienia bezpieczeństwa ekologicznego oraz właściwego postępowania z odpadami na składowisku odpadów ~~oraz~~ a także uwzględniając rodzaje odpadów i zawartość w nich substancji organicznych oraz metali ciężkich.

Eksperymentalne oceny skuteczności dostępnych technologii

W celu jakościowego zweryfikowania dostępnych na rynku w Polsce technologii stabilizowania i zestalania produktów oczyszczania spalin i udzielenia odpowiedzialnej odpowiedzi o bezpieczeństwie ekologicznym związanym ze składowaniem tak przetworzonych od-

6) przywołanie pełnego brzmienia unijnej Decyzji Rady 2003/33/WE z dnia 19 grudnia 2002r., ustanawiającej kryteria i procedury przyjęcia odpadów na składowiskach zgodnie z art. 16 i załącznikiem II do Dyrektywy 1999/31/WE w zakresie kryteriów i procedur dopuszczenia odpadów na powierzchniowe składowiska odpadów.

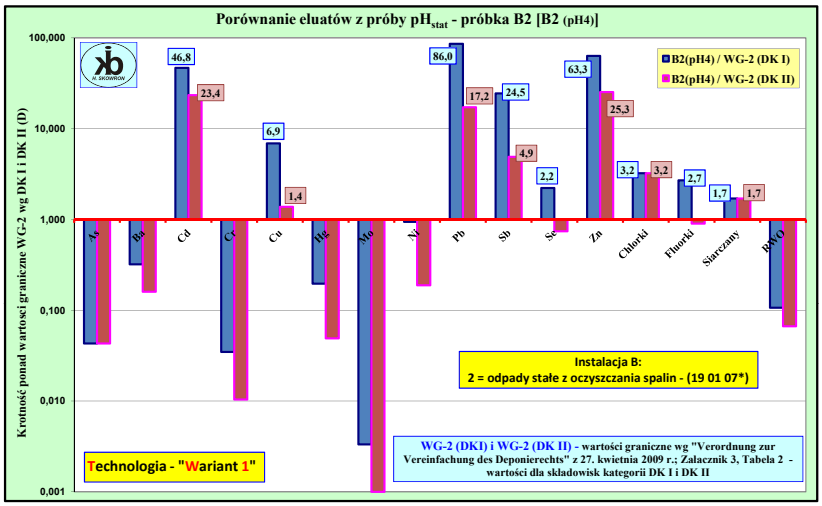
padów, wykonano badania wyciągów wodnych dla dwóch rodzajów odpadów, pochodzących z dwóch różnych instalacji TPOK, w których funkcjonują segmenty oczyszczania spalin według technologii półsuchej. Na załączonych wykresach, obrazujących niewielki fragment uzyskanych wyników, „pochodzenie" próbek z tych instalacji oznaczano jako „A" lub „B" - odpowiednio. W szczególności badano mieszaninę odpadów o kodach 19 07 13* + 19 07 15* oraz odpady 19 07 07*, które to odpady stabilizowane i zestalone przy wykorzystaniu dwóch różnych technologii.

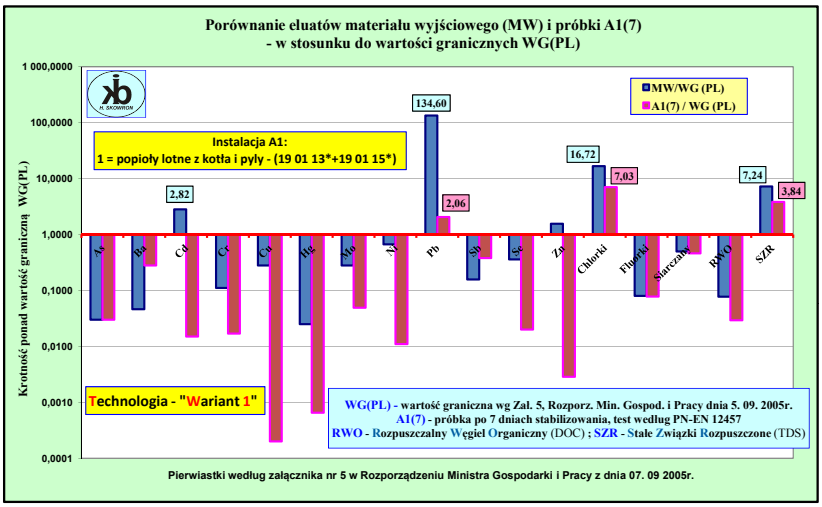
Do oceny skuteczności tych technologii przeprowadzano badania wyciągów wodnych według dwóch różnych procedur. A mianowicie według procedury przewidzianej w normie PN-EN 12457 oraz według procedury zgodnej z LAGA 98 EW, tzn. według testu pH_{stat}. Badania wyciągów wodnych wykonało najlepsze branżowe laboratorium energetyki, posiadające wymaganą akredytację Polskiego Centrum Akredytacji. Badano próbki materiału wyjściowego (oznaczanego na załączonych wykresach jak „MW"), tzn. „surowe" odpady o wskazanych kodach, przed przeprowadzeniem zabiegu stabilizowania i zestalania oraz próbki po procesie stabilizowania i zestalania. W tych przypadkach badania wykonywano po okresie 7 oraz 28 dni od momentu przeprowadzenia zabiegu stabilizowania i zestalania, tzn. po wymaganym okresie tężenia wykonanych próbek. Wynikom tym odpowiadają na załączonych wykresach oznaczenia **[A1$_{(7)}$]** lub **[A1$_{(28)}$]** bądź też **[A1$_{(pH4)}$]** lub **[A1$_{(pH11)}$]** - i odpowiednio dla pozostałych serii pomiarowych.

Uzyskane wyniki porównano z wartościami granicznymi zarówno niemieckich rozporządzeń (z 25 lipca 2005 r. oraz z 27 kwietnia 2009 r.), dla dwóch kategorii składowisk, które określane są jako **[WG $_{DK\ I)}$]** lub **[WG $_{DK\ II)}$]** [7], jak i z wartościami granicznymi polskiego rozporządzenia Ministra Gospodarki i Pracy z dnia 5 września 2005 r., załącznik 5 (oznaczanymi dalej jako **[WG $_{(PI)}$]**) [8].

Badania te dostarczyły wielu bardzo ciekawych wyników i pozwoliły na uzyskanie pełnego obrazu co do jakościowych możliwości ocenianych technologii i możliwości ekologicznie bezpiecznego składowania takich odpadów po stabilizowaniu i zestaleniu. A ponadto pozwoliły porównać jakościowo jedną technologię na tle drugiej.

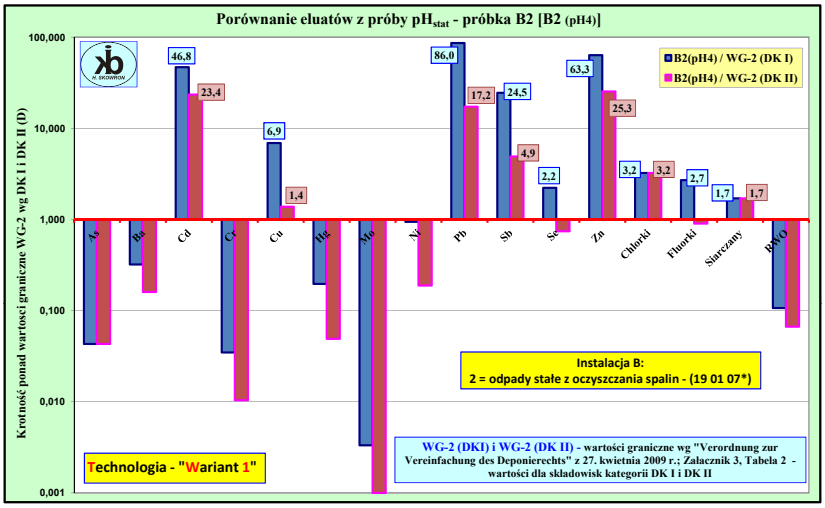
Analiza przytoczonych tu rezultatów badania wyciągów wodnych pozwala również potwierdzić zasadność dopisania przymiotnika **„wszystkich"** w tekście fragmentu § 6, ust. 2 rozporządzenia z 27. kwietnia 2009 r. *(Verordnung zur Vereinfachung des Deponierechts vom 27 April 2009)*, którą to modyfikację wprowadzono tym rozporządzeniu w roku 2012.

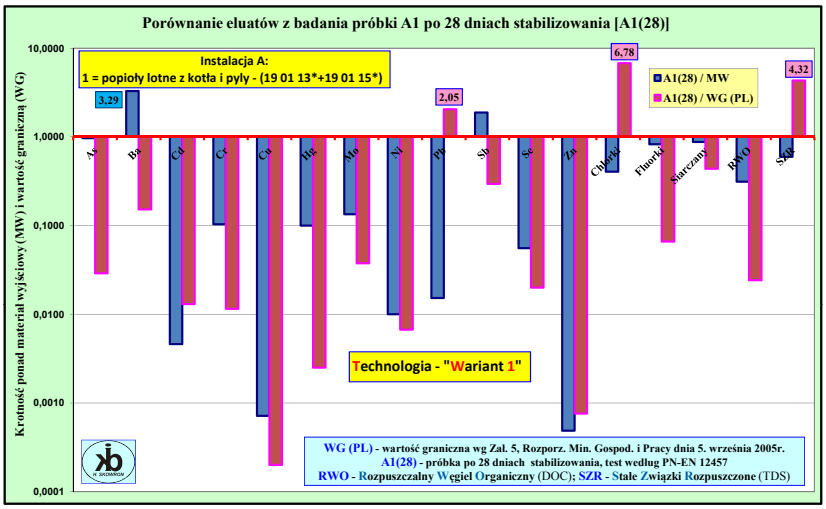


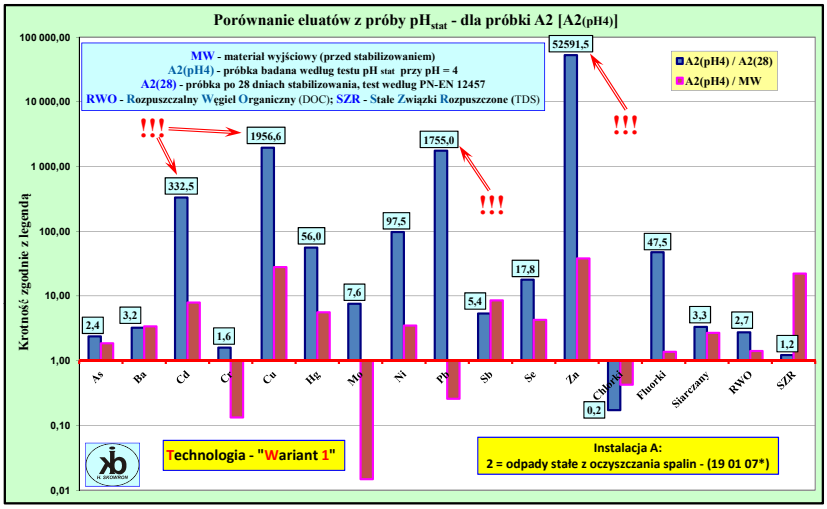


7) co w pewnym zakresie (szczególnie kategoria DK II) odpowiada polskiej kategorii składowisk odpadów innych niż niebezpieczne i obojętne.

8) Wartości te tożsame są z wartościami granicznymi, które określone są w załączniku nr 5 do rozporządzenia Ministra Gospodarki z dnia 10 stycznia 2013 r. w sprawie kryteriów oraz procedur dopuszczenia odpadów do składowania na składowisku danego typu (Dz.U. 13.0.38).







Dostrzec też można wyraźnie jak dalece „liberalne" (z ekologicznego punktu widzenia) jest stosowanie tylko kryterium TDS do oceny jakościowej efektów procesu stabilizowania - przed złożeniem produktów oczyszczania spalin na odpowiednio przygotowanych składowiskach - czyli tak jak to się dzieje we Francji. Pomijam przy tym kwestię związaną z kosztami prawidłowego wykonania kwater dla potrzeb takiego składowania. Pewne informacje na temat zakresu koniecznych do wykonania robót ziemnych przy budowie takich kwater znaleźć można w [16].

Konkluzje końcowe

Biorąc pod uwagę przedstawiony materiał, można spróbować udzielić odpowiedzi na pytanie postawione na wstępie:

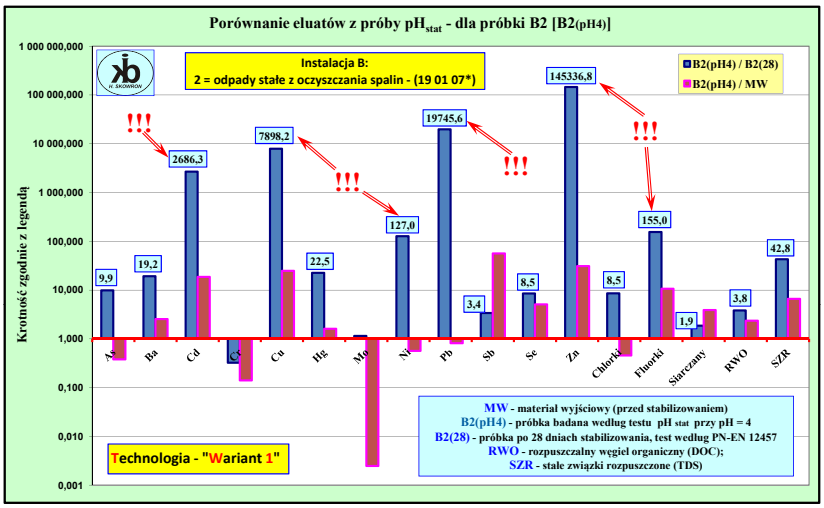
Czy takie rozwiązanie może być ekologicznie bezpieczne przy zastosowaniu pozostających do dyspozycji technologii (stabilizowania i zestalania) i narzędzi do oceny zastosowanych rozwiązań technologicznych?

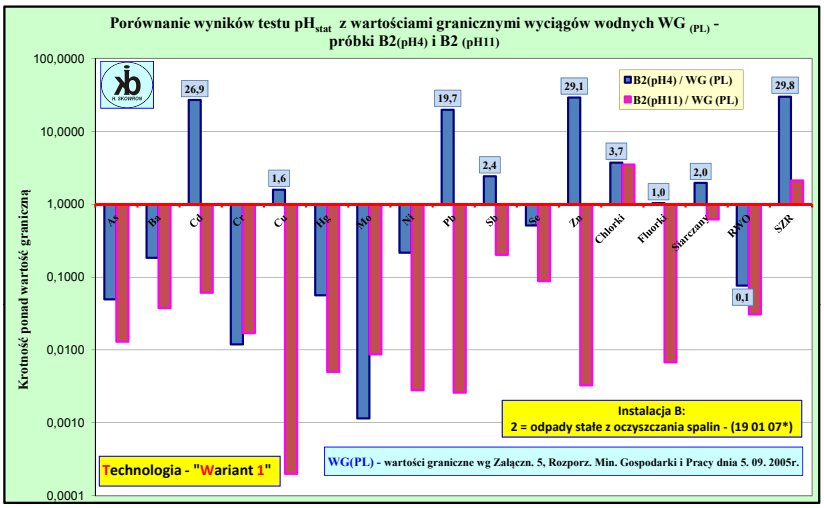
Odpowiedź ta musi być negatywna, bo wypróbowane eksploatacyjnie, ekonomicznie znośne rozwiązania technologiczne są trudne i niedoskonałe, a dostępne narzędzia prawne do oceny jakościowej ewentualnie zastosowanych rozwiązań technologicznych są bardzo słabe.

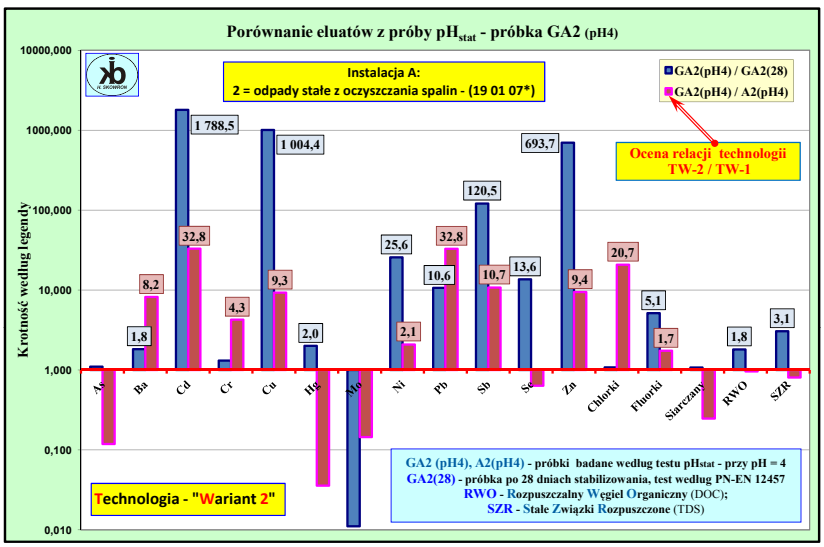
Można naturalnie spróbować te narzędzia prawne poprawić (wzmocnić) i takie wzmocnienie narzędzi prawnych jest koniecznością. I jest to jednym z postulatów tego referatu.

Oceniając jednak ten problem całościowo, wykazano tu, jak się wydaje dobitnie, że forsowane rozwiązanie (stabilizowanie i zestalanie produktów oczyszczania spalin) jest:

- **działaniem antysystemowym**, tzn. wbrew hierarchii postępowania z odpadami, według któ-

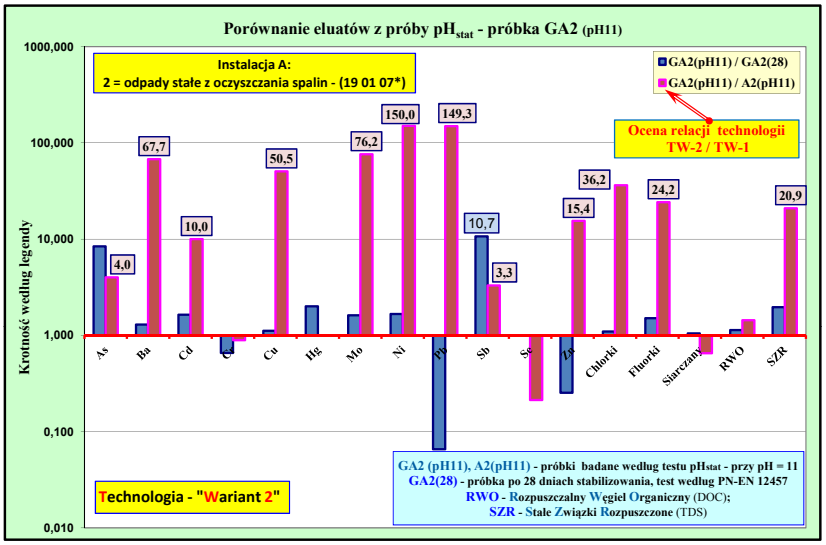






rej na pierwszym miejscu stawia się przecież wymóg zapobiegania (powstawaniu odpadów). A przy takim postępowaniu z każdej tony produktów oczyszczania spalin „wytwarza się" znacznie większą ilość innych odpadów, kierowanych następnie na ostatni szczebel w hierarchii postępowania z odpadami - tj. do unieszkodliwiania poprzez składowanie;

- **działaniem mniej bezpiecznym ekologicznie**, szczególnie w dłuższym horyzoncie czasowym, co właściwie można byłoby łatwo wykazać, gdyby tylko stosownym jednostkom administracyjnym chciało się chcieć i spojrzały chociażby za przysłowiową miedzę;
- **działaniem droższym inwestycyjnie,** co szczególnie powinno doskwierać (społecznie i racjonalnie patrząc) w przypadkach takich instalacji TPOK, jak te, które obecnie rozpoczynamy w Polsce budować. Na tle instalacji TPOK aktualnie w Europie budowanych (a także większości ze starszych europejskich instalacji) trzeba bowiem nasze instalacje TPOK, pod względem wydajności spalania, zaszeregować do instalacji „w dolnej strefie stanów średnich" lub wręcz „w górnej strefie stanów niskich". I budowanie przy każdej z nich segmentu stabilizowania i zestalania jest ekonomicznie co najmniej zaskakujące i dziwić się należy, że Studia Wykonalności, które dla tych projektów wykonywano tej „oczywistej oczywistości' nie wykryły;
- **działaniem droższym eksploatacyjnie**, co należy rozpatrywać łącznie z oceną sformułowaną powyżej, mając przy tym na uwadze, że przy prawdopodobnym (lub wręcz pewnym) niespeł-



nieniu rzetelnie egzekwowanych wymagań ochrony środowisk, tzn. wymagań przywoływanego w tym referacie rozporządzenia Ministra Gospodarki (zakładam przy tym „nieobejściowe" traktowanie tych wymagań i rzetelne ich egzekwowanie), stabilizowane i zestalone produkty oczyszczania spalin i tak mogą (będą) trafiać na składowisko odpadów niebezpiecznych. Czyli do wysokich kosztów tego niby przetwarzania dojdą jeszcze wysokie koszty składowania.

Trzeba w takim razie postawić kolejne pytanie: po co więc mamy tak jeść tę żabę?!?!

Będąc osobiście głęboko przekonany o konieczności wdrażania w Polsce technologii i technik termicznego przekształcania odpadów komunalnych, nie mogę jednak w sposób odpowiedzialny nie zwrócić uwagi na tę nieco drażliwą kwestię, związaną z dość niefrasobliwie przygotowywanym funkcjonowaniem budowanych obecnie instalacji TPOK. Tym bardziej, że nie jesteśmy z tym problemem w sytuacji bez wyjścia i rozwiązania stosowane gdzie indziej niemal powszechnie, mogą być również w Polsce zaimplementowane (oczywiście, po wykonaniu odpowiednich prac przygotowawczych). A stosując je, moglibyśmy przynajmniej „wskoczyć" na wyższy szczebel w europejskiej hierarchii postępowania z odpadami - tzn. wdrażać „recykling" (materiałowe wykorzystanie) zamiast „unieszkodliwiania" odpadów poprzez składowanie. □

Literatura:

[1] Posiedzenie Grupy Roboczej ds. Gospodarki Odpadami w dniu 26.10.2011 r. Mini-sterstwo Środowiska, Departament Gospodarki Odpadami, Warszawa

[2] XXII Ogólnopolska Konferencja Szkoleniowa „Eksploatacja i rekultywacja bezpiecz-nych składowisk odpadów, Wrocław-Gać, 22÷24 luty 2012 r.

[3] http://budownictwo.wnp.pl/moga-byc-problemy-z-odpadami-ze-spalarni-smieci,168475_1_0_0.html

[4] http://budownictwo.wnp.pl/co-spalarnie-zrobia-ze-swoimi-odpadami,172027_1_0_0.html

[5] M. Löschau, K.J. Thome-Kozmiensky: Möglichkeiten und Grenzen der Verwertung von Sekundärabfällen aus der Abfallverbrennung/Verfestigung von Flugstaub mit einem Stabilisierungsverfahren - za: Porr-Umwelttechnik GmbH; [w]: Optimierung der Abfallverbrennung 2, TK Verlag, 2005

[6] G. Klöß: Fixierungspotential von Speichermineralen am Beispiel verschiedener Rückstände aus Müllverbrennungsanlagen mit unterschiedlicher Salzfracht, Instituf für Mineralogie, Kristalographie und Materialwissenschaft, Lipsk 08.2008 r.

[7] Praca zbiorowa; Langzeitverhalten stabilisierter/verfestigter mineralischer Abfälle; Bayerisches Landesamt für Umwelt – Abschlussbericht zum Forschungsvorhaben, Augsburg 03.2008 r.

[8] O. Knopp: Anforderungen an eine vollständige Stabilisierung von gefährlichen Ab-fällen; Natur und Recht, 06.2006r.

[9] G. Grüßing: Expertise zur Beurteilung des Stabilitätsverhalten von Abfällen nach der Behandlung; TŰV Nord, Hannover, 09.2009 r.

[10] Einhaltung von Deponie-Zuordnungswerten bei stabilisierten oder behandelten Abfällen; Stanowisko Ministerstwa Dolnej Saksonii ds. Środowiska i Ochrony Klimatu, Hannover 03.2009 r.

[11] VGB-Workshop „Produkte aus der thermischen Abfallvertwertung", Materiały, referaty, Wuppertal 11.2009 r.

[12] Richtlinie für das Vorgehen bei physikalischen und chemischen Untersuchungen von Abfällen, verunreinigten Böden und Materialien aus dem Altlastenbereich, (Teil EW 98p) - Mitteilungen LAGA nr 33, Erich Schmidt Verlag & Co, Berlin 2002 r.

[13] Dr Ing. J. Schulze-Rickmann, Niedersächsische Gesellschaft zur Endablagerung von Sonderabfällen mbH, 2010 r., Informacja ustna

[14] Dr Ing. B. Engelmann, Umweltbundesamt Dessau, 2012 r. Informacja ustna

[15] Verwertung von Rauchgasreinigungsrückständen durch Stabilisierung illegal? Europaticker, 15.11.2009 r., http://www.umweltruf.de

[16] Sarp Industries Veolia Envirnmental Services, Prezentacja: „Stabilizacja odpadów pochodzących z instalacji oczyszczania spalin", MŚ, Warszawa 26.10.2011 r.

WYTWARZAMY CIEPŁO I ENERGIĘ ELEKTRYCZNĄ W KOGENERACJI

- Jesteśmy jednym z głównych uczestników rynku kogeneracji w Polsce.
- Nasza strategia opiera się na zasadach zrównoważonego rozwoju, w tym na optymalnym wykorzystaniu paliw i stosowaniu odnawialnych źródeł energii, w szczególności biomasy.
- Dzięki najwyższym standardom produkcji przestrzegane są wszelkie normy ochrony środowiska naturalnego i bezpieczeństwa pracy.
- Bezpieczeństwo i jakość wytwarzanej przez nas energii jest podstawowym atutem w kształtowaniu rozwoju miast i długotrwałych relacji z samorządami.

Dalkia.
Rozwiązania efektywne energetycznie.
www.dalkia.pl

Photothèque VEOLIA - Stéphane Lavoué

Dalkia

Rafał Psik, Doosan Lentjes

Doświadczenia Doosan Lentjes w realizacji Zakładów Termicznego Przekształcania Odpadów Komunalnych

Termiczne przetwarzanie odpadów stanowi najlepszą metodę ich utylizacji. Doosan Lentjes to renomowany dostawca technologii spalania i oczyszczania spalin dla ZTPOK. Doosan Lentjes, spółka z Grupy Doosan, systematycznie zdobywa udziały w polskim rynku, m.in. zdobywając kontrakt na dostawę urządzeń technologicznych: rusztów i kotłów do największego, z będących w budowie w Polsce ZTPOK, zakładu w Krakowie.

Doosan to ponad wiekowe doświadczenie w projektowaniu i dostawach nowoczesnych urządzeń energetycznych wytwórczych i instalacji oczyszczania spalin. Począwszy od wysokosprawnych kotłów cyrkulacyjnych (CFB) poprzez instalacje oczyszczania spalin (IOS), po kompletne rozwiązania dla zakładów termicznego przekształcania odpadów (ZTPOK) zarówno dla sektora przemysłowego, jak i komunalnego. Doosan Lentjes jest zaufanym partnerem dla innowacyjnej, czystej i zielonej gospodarki.

Technologie Doosan Lentjes dla ZTPOK

Doosan Lentjes posiada kompetencje w zakresie projektowania i dostaw urządzeń technologicznych dla zakładów termicznego przekształcania odpadów „od miejsca zasypu śmieci na ruszt po komin". Posiada własne rozwiązania rusztów, kotłów i instalacji oczyszczania spalin. Może świadczyć usługi nie tylko projektowania i dostawy urządzeń, ale również generalnego wykonawcy całości inwestycji.

Doosan Lentjes posiada w swej ofercie technologie takie jak:

- różne typy rusztów: ruszty walcowe lub ruszty schodkowe posuwisto-zwrotne,
- kotły z pionowym lub poziomym ciągiem przegrzewaczy pary,
- instalacje oczyszczania spalin, w tym: SCR; wszystkie technologie Doosan Lentjes spełniają wymogi dyrektywy BAT.

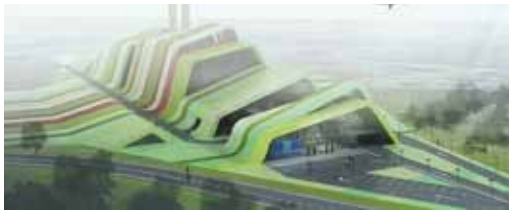
Znajdująca się w grupie Doosan spółka Doosan SKODA Power, jest dostawcą turbozespołów zarówno przeciwprężnych, jak i kondensacyjno-upustowych. Posiada kompetencje projektowania, kompletacji dostaw i montaży kompletnych maszynowni również dla zakładów termicznego przekształcania odpadów. Ponad 100-letnie doświadczenia w projektowaniu i produkcji turbozespołów gwarantuje, że Doosan SKODA jest właściwym partnerem do współpracy w zakresie układów generacji energii w ZTPOK.

ZTPO Kraków

Doosan Lentjes, spółka zależna z Grupy Doosan, dostarcza kluczowe technologie kotłowe dla nowego zakładu termicznego przekształcania odpadów w Krakowie. Zakład będzie oparty o sprawdzoną technologię chłodzonego powietrzem rusztu schodkowego posuwisto-zwrotnego i kotła Doosan Lentjes. Kontrakt obejmuje projekt, kompletację dostaw, transport urządzeń oraz usługi związane z montażem i rozruchem. Planowana przepustowość zakładu wynosi 220.000 ton odpadów rocznie na dwóch liniach o wydajności 14,1 Mg/h każda. Moc elektryczna zakładu wyniesie ok. 18 MWe, a moc cieplna w wodzie sieciowej ok. 35 MWt. Do spalania będą kierowane tzw. resztkowe odpady komunalne z terenów objętych selektywną zbiórką. Powstałe odpady poprocesowe zostaną przetworzone w instalacji waloryzacji żużla, umożliwiając ich dalsze wykorzystanie oraz instalacji stabilizowania i zestalania popiołów i stałych pozostałości z procesów oczyszczania spalin.

Od samego początku przetargu Doosan Lentjes był partnerem technologicznym Posco E&C, który to generalny wykonawca uczestniczył w przetargu bazując na wiedzy i doświadczeniu Doosan Lentjes. Kontrakt z POSCO podpisany został w grudniu 2012. W zakresie dostawy Doosan Lentjes znajdują się dla obu linii ZTPOK:

- ruszty posuwisto-zwrotne chłodzone powietrzem,
- kotły w układzie poziomym - pięciociągowe,
- nadzory montażowe,
- rozruch. □



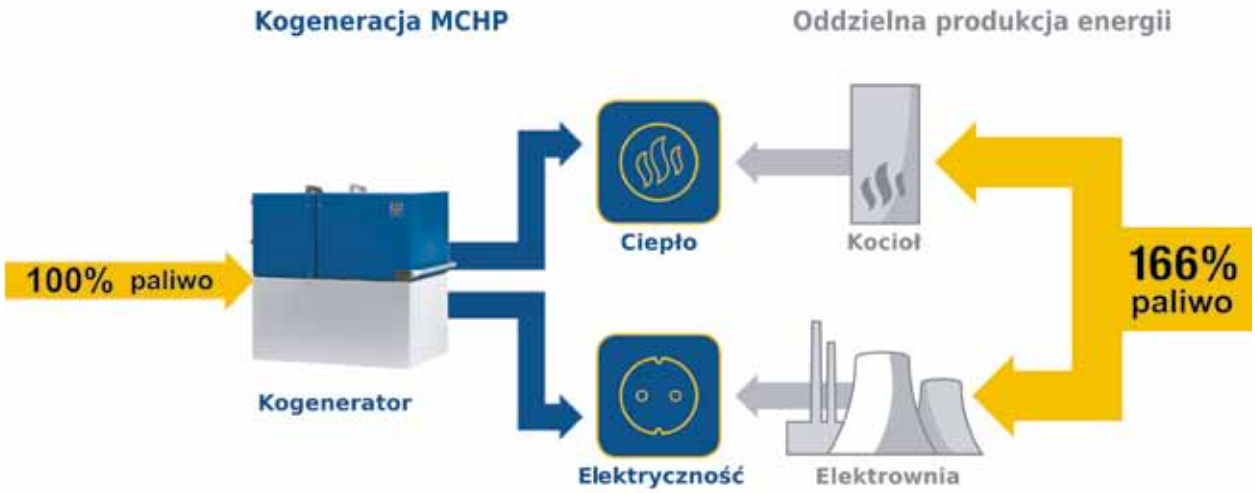
Tomasz Wałek, Piotr Kaleta, Instytut Inżynierii Produkcji, Wydział Organizacji i Zarządzania, Politechnika Śląska

Możliwości zastosowania gazowej mikrokogeneracji MCHP XRGI w energetyce prosumenckiej

Energia elektryczna i ciepło to dwa podstawowe rodzaje energii wykorzystywanej w obiektach budowlanych. Efektywne pozyskanie i wykorzystanie tej energii stanowi wyzwanie z powodu wyczerpywania się zasobów paliw kopalnych [1-3]. Istotne jest zatem wdrażanie i stosowanie na szeroką skalę energooszczędnych i przyjaznych dla środowiska rozwiązań.

Jednym z takich rozwiązań jest kogeneracja - produkcja ciepła i energii elektrycznej w jednym urządzeniu. Może ona być realizowana zarówno na dużą skalę w elektrociepłowniach zawodowych, jak i w mniejszej skali. Mikrokogeneracja oznacza produkcję w jednym urządzeniu energii elektrycznej na poziomie do 40 kW i energii cieplnej na poziomie do 70 kW. Urządzenia mikrokogeneracyjne oznaczane są skrótem MCHP (*Micro Co-Generation of Heat and Power)*.

Wśród technologii mikrokogeneracji na szczególną uwagę zasługuje rozwiązanie gazowej mikrokogeneracji MCHP XRGI. W układzie tym występuje generator prądu napędzany gazowym silnikiem spalinowym oraz inteligentny system dystrybucji ciepła. Generator wytwarza energię elektryczną trójfazowo, a całe ciepło z układu wodnego chłodzenia silnika i generatora staje się również dostępne dla użytkownika przez zintegrowany dystrybutor. W układzie tym możliwa jest znaczna redukcja strat energii w porównaniu z rozdzielną produkcją energii elektrycznej i cieplnej. Oznacza to, że do wytworzenia tej samej ilości energii cieplnej i elektrycznej w układzie MCHP XRGI zużywane jest około 60-70% mniej paliw pierwotnych niż miałoby to miejsce w rozdzielnej produkcji (rys. 1.).



Rys. 1. Porównanie zużycia paliwa w układzie gazowej mikrokogeneracji MCHP i w układzie rozdzielnego wytwarzania ciepła i energii elektrycznej

Zakresy mocy i gabaryty urządzeń MCHP XRGI umożliwiają ich montaż w kotłowniach istniejących bądź nowoprojektowanych obiektów. Dzięki temu mamy do czynienia z sytuacją, gdzie paliwo pierwotne (gaz ziemny lub LPG) dostarczane jest do obiektu i dopiero tutaj następuje jego przetworzenie na energię cieplną i elektryczną. Czyli energia wytwarzana jest bezpośrednio na miejscu jej wykorzystania. Unikamy w ten sposób strat związanych z przesyłem energii elektrycznej z elektrowni do odbiorcy. Oznacza to możliwość realizacji rozproszonej produkcji energii, co wskazywane jest jako istotny element rozwoju struktury sieci energetycznych związany z decentralizacją i dywersyfikacją źródeł energii i naciskiem na rozwój energetyki prosumenckiej [2-4].

Obiekty, w których w największym stopniu mogą zostać wykorzystane zalety mikrokogeneracji, powinny charakteryzować się ciągłym zapotrzebowaniem na energię cieplną, tak aby urządzenia MCHP mogły pracować całodobowo przez cały rok. Wówczas uzyskane zostaną największe oszczędności eksploatacyjne i najkrótsze czasy zwrotu nakładów inwestycyjnych. Przykładami takich obiektów mogą być:

- obiekty sportowe, pływalnie,
- centra spa & wellness,
- hotele i pensjonaty,
- uzdrowiska, szpitale i kliniki,
- obiekty gastronomiczne,
- domy opieki,
- zakłady przemysłowe.

Układ gazowej mikrokogeneracji MCHP XRGI stanowi kompletny system produkcji ciepła i energii elektrycznej wraz ze sterowaniem i zabezpieczeniami, co dla projektanta bądź inwestora oznacza całkowicie kompletny modułowy układ możliwy do zastosowania zarówno w istniejących, jak i nowopowstających obiektach.

Technologia MCHP XRGI składa się z następujących elementów (rys. 2):

- jednostka kogeneracyjna,
- inteligentny dystrybutor ciepła,
- zbiornik magazynujący ciepło,
- skrzynka przyłączeniowa do sieci elektrycznej z panelem sterowania.

Rys. 2. Zestaw gazowej mikrokogeneracji MCHP XRGI - (od lewej: jednostka kogeneracyjna, dystrybutor ciepła, skrzynka przyłączeniowa z panelem sterowania, zbiornik magazynujący ciepło) [5]

Jednostka kogeneracyjna posiada wbudowany silnik spalinowy zasilany gazem ziemnym lub LPG. Energia cieplna z chłodzenia zespołu silnik-generator przekazywana jest do dystrybutora ciepła i dalej do instalacji grzewczej albo do zbiornika magazynującego ciepło. Prąd wytwarzany przez generator trafia do skrzynki przyłączeniowej z wbudowanymi zabezpieczenia i dalej doprowadzony jest do głównej skrzynki rozdzielczej budynku.

Inteligentny dystrybutor ciepła odbiera energię cieplną od jednostki kogeneracyjnej i w zależności od aktualnych potrzeb kieruje ją na obiegi grzewcze budynku bądź do zbiornika magazynującego ciepło. Dystrybutor posiada wbudowane układy pomiarowe i sterujące przepływami wody grzewczej oraz ładowaniem/rozładowywaniem zbiornika magazynującego ciepło.

Zbiornik magazynujący ciepło jest elementem pozwalającym na magazynowanie dodatkowej ilości ciepła w czasie kiedy obiegi grzewcze budynku nie wymagają grzania. Dzięki zgromadzonemu w ten sposób ciepłu układ dysponuje chwilowo większą mocą niż nominalna moc grzewcza jednostki. Pozwala to na doprowadzenie do obiektu dodatkowej energii w okresach zapotrzebowania szczytowego.

Skrzynka przyłączeniowa umożliwia odbiór energii wytworzonej w generatorze i dostarczenie jej do linii zasilającej główną skrzynkę rozdzielczą budynku. Następujące zabezpieczenia wbudowane są fabrycznie w skrzynce przyłączeniowej:

- monitorowanie napięcia,
- monitorowanie częstotliwości,
- układ wyłączenia kogeneratora w przypadku zaniku napięcia w sieci,
- zabezpieczenia różnicowo-prądowe wysokiej czułości.

Dzięki temu, że fabrycznie wbudowane zabezpieczenia elektryczne

spełniają wszystkie wymogi stawiane przez dystrybutorów energii elektrycznej w Polsce, przyłączenie kogeneratora do sieci odbywa się na zasadzie zgłoszenia do lokalnego dystrybutora, które w terminie do 30 dni zostaje zatwierdzone.

Na rysunku 3 przedstawiono zasadniczy schemat technologiczny produkcji ciepła i energii elektrycznej z zastosowaniem mikrokogeneracji MCHP XRGI i współpracującego kotła.

Jeżeli obiegi grzewcze obiektu wymagają dostarczenia do nich energii, wówczas dystrybutor kieruje strumień gorącej wody na rozdzielacze wyposażone w układy podmieszania. Układy podmieszania umożliwiają zapewnienie różnych temperatur wody grzewczej, odpowiednich dla poszczególnych obiegów. Równolegle do rozdzielaczy obiegów grzewczych zabudowany jest zbiornik magazynujący ciepłą wodę użytkową. Powrotne strumienie wody z obiegów grzewczych bądź z zasobnika c.w.u. trafiają do dystrybutora ciepła i zamykają obieg wody.

W pierwszej kolejności do zasilenia obiegów grzewczych dystrybutor wykorzystuje gorącą wodę ze zbiornika magazynującego ciepło. Kiedy ciepła woda w zbiorniku zaczyna się kończyć, wówczas uruchamiany jest kogenerator dostarczający wodę grzewczą na rozdzielacze. Jeżeli ta ilość ciepła okaże się zbyt mała, wówczas uruchamia się kocioł, który uzupełnia bilans grzewczy budynku.

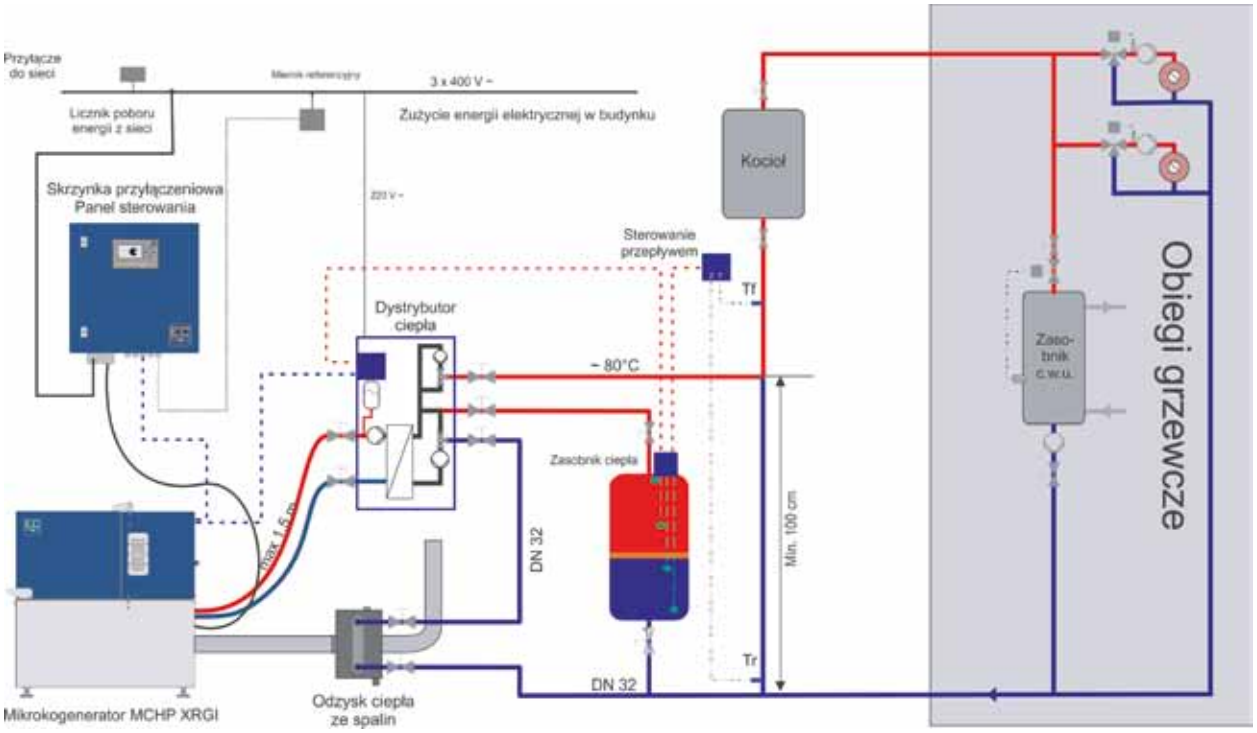
W momencie, kiedy obiegi grzewcze zostaną odpowiednio wygrzane, wówczas spada zapotrzebowanie na ciepło i w pierwszej kolejności wyłącza się kocioł, jeżeli był załączony. Jeżeli zapotrzebowanie na ciepło w dalszym ciągu spada, dystrybutor ciepła zatrzymuje przepływ strumienia ciepła z kogeneratora do obiegów grzewczych i przekierowuje go do ładowania zbiornika magazynującego ciepło. W momencie, kiedy cały zbiornik wypełniony jest gorącą wodą, następuje zatrzymanie kogeneratora i oczekiwanie na pojawienie się zapotrzebowania na ciepło na obiegach grzewczych.

Przy prawidłowym doborze jednostki mikrokogeneracyjnej, możliwe jest utrzymywanie ciągłej pracy kogeneratora 24 godziny na dobę przez cały rok i wykorzystanie w pełni wytwarzanej energii cieplnej i elektrycznej, co jest najkorzystniejsze z punktu widzenia czasu zwrotu nakładów inwestycyjnych.

Typoszereg mikrokogeneratorów MCHP XRGI został przedstawiony w tabeli 1.

Technologia MCHP XRGI charakteryzuje się dużymi oszczędnościami na etapie eksploatacji, które wynikają z:

- niskiej ceny kilowatogodziny energii z paliw gazowych,
- wyjątkowo dużej sprawności całkowitej jednostki mikrokogeneracyjnej.



Rys. 3. Schemat technologiczny produkcji ciepła i energii elektrycznej z zastosowaniem mikrokogeneracji MCHP XRGI [5]

Tab. 1. Dane techniczne typoszeregu gazowych mikrokogeneratorów MCHP XRGI [5]

Systemy kogeneracji XRGI 6 - 9 - 15 - 20				
	XRGI 6	XRGI 9	XRGI 15	XRGI 20
Moc elektryczna (modulowana)	2,5-6,0 kW	4,0-9,0 kW	6,0-15,2 kW	10,0-20,0 kW
Moc cieplna (modulowana)	8,5-13,5 kW	14,0-20,0 kW	17,0-30,0 kW	25,0-40,0 kW
Sprawność całkowita (z uwzględnieniem ciepła kondensacji spalin)	102%	104%	102%	106%
Silnik	Spalinowy, rzędowy			
Liczba cylindrów	3	3	4	4
Pojemność [ccm]	952	952	2237	2237
Paliwo	Gaz ziemny, LPG			
Chłodzenie	Wodne - odbiór ciepła z silnika, generatora i spalin			
Emisja CO	<150 mg/m^3	<50 mg/m^3	46/89*) mg/m^3	25/49*) mg/m^3
Emisja NO_X	<350 mg/m^3	<100 mg/m^3	49/314*) mg/m^3	26/84*) mg/m^3
Generator	Asynchroniczny, 3-fazowy, cos φ - 0,8			
Napięcie	400 V	400 V	400 V	400 V
Prąd nominalny/maksymalny	12/12 A	20/20 A	27/27 A	40/40 A
Okresy między przeglądami	10 000 godzin	10 000 godzin	8 500 godzin	6 000 godzin
Temperatura wody - zasilanie	80-85°C			
Temperatura wody - powrót	5-75°C			
Poziom generowanego hałasu	< 49 dB(A), w odległości 1 m			

*) Przy obciążeniu częściowym/pełnym

Układ tradycyjny

	Energia kWh	Cena jedn. zł/kWh	Koszt zł/h
Zakup energii elektrycznej	20	0,50 zł	10,00 zł
Wytwarzanie energii cieplnej	40	0,20 zł	8,00 zł
		RAZEM:	**18,00 zł**

Układ kogeneracji MCHP

	Energia kWh	Cena jedn. zł/kWh	Koszt zł/h
Zakup energii elektrycznej	20	0,56 zł	11,20 zł
Wytwarzanie energii cieplnej	40	0,00 zł	0,00 zł
		RAZEM:	**11,20 zł**

Rys. 4. Porównanie kosztów godziny pracy układu tradycyjnego (zakup energii elektrycznej z sieci i praca gazowego kotła grzewczego) i kogeneracyjnego (praca jednej jednostki MCHP XRGI 20)

Na rysunku 4 przedstawiono porównanie kosztów eksploatacyjnych dostarczania do budynku przez 1 godzinę energii elektrycznej 20 kW i cieplnej 40 kW dla dwóch wariantów:

- układ tradycyjny, gdzie energia elektryczna kupowana jest z sieci, a ciepło wytwarzane przez gazowy kocioł grzewczy,
- układ mikrokogeneracji, gdzie energia elektryczna i cieplna wytwarzana jest przez jeden kogenerator XRGI 20.

Na potrzeby obliczeń przyjęto koszt netto energii elektrycznej 0,50 zł/kWh i gazu ziemnego 1,80 zł/m^3.

Z przedstawionego porównania wynika, że wytworzenie takich samych ilości energii elektrycznej i cieplnej jest tańsze w układzie kogeneracji o około 38% niż w układzie tradycyjnym. Proste czasy zwrotu nakładów inwestycyjnych wynoszą około 4 lat bez dofinansowań. W przypadku pozyskania dla inwestycji dofinansowania rzędu 30%, czas zwrotu skraca się do blisko 3 lat.

Emisja CO_2 po wdrożeniu mikrokogeneracji ulega zmniejszeniu o około 67%. Tak duża różnica wynika z faktu, że unikamy tu zakupu dużej ilości energii elektrycznej z sieci, która powstaje w wyniku spalania węgla, która obarczona jest dużym współczynnikiem emisji.

Zalety technologii wysokosprawnej mikrokogeneracji wykorzystującej paliwa gazowe oznaczają zarówno oszczędności eksploatacyjne dla obiektu, jak i korzyści wynikające z zachowania zasobów naturalnych i ochrony środowiska. Zastosowanie tej technologii w świetle koncepcji energetyki prosumenckiej powinno być powiązane z celowym zawężeniem segmentu potencjalnych odbiorców do obiektów, w których występuje całoroczne zapotrzebowanie na energię elektryczną i cieplną na odpowiednim poziomie. □

Literatura

[1] Rezolucja Parlamentu Europejskiego z dn. 12 września 2013 r. w sprawie mikrogeneracji - wytwarzania energii elektrycznej i cieplnej na małą skalę, nr rezolucji P7_TA(2013)0374,

[2] Popczyk J., Energetyka Rozproszona - od dominacji energetyki w gospodarce do zrównoważonego rozwoju, od paliw kopalnych do energii odnawialnej i efektywności energetycznej, Polski Klub Ekologiczny Okręg Mazowiecki, Warszawa 2011,

[3] Bańkowski T., Żmijewski K., Analiza możliwości i zasadności wprowadzenia mechanizmów wsparcia gazowych mikroinstalacji kogeneracyjnych - Wsparcie energetyki rozproszonej - Energetyka społeczna, Instytut im. E. Kwiatkowskiego, Warszawa, 12.2012,

[4] Dyrektywa 2004/8/WE Parlamentu Europejskiego z dn. 11 lutego 2004 r. w sprawie wspierania kogeneracji w oparciu o zapotrzebowanie na ciepło użytkowe na rynku wewnętrznym energii oraz zmieniająca dyrektywę 92/42/EWG,

[5] Dane GHP Poland Sp. z o.o., dystrybutora układów gazowej mikrokogeneracji MCHP XRGI w Polsce.

loibl Allen-Sherman-Hoff GmbH
a Diamond Power International, Inc. company

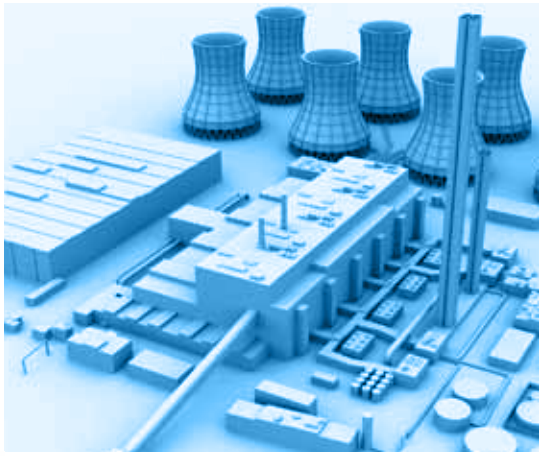
Trusted for experience. Preferred for performance.

Loibl is a traditional organization that creates customer specific transport solutions for all kinds of bulk materials.
With decades of experience and professional know-how, you can count on quality and durable solution to meet your exact needs

Loibl Allen Shermann Hoff GmbH
Arberstraße 40 | D-94315 Straubing
Tel. +49 9421 9256-0

www.loibl.biz

TWOJE BEZPIECZEŃSTWO



NASZ CERTYFIKAT

Urząd Dozoru Technicznego jest państwową osobą prawną działającą w dziedzinie zapewnienia bezpieczeństwa urządzeń i instalacji technicznych. W strukturze organizacyjnej UDT działa 29 oddziałów terenowych, Akademia UDT, Centralne Laboratorium Dozoru Technicznego oraz UDT-CERT – największa w Europie Centralnej jednostka notyfikowana oraz jednostka certyfikująca.

UDT-CERT świadczy usługi strony trzeciej, oferując kompleksową obsługę w zakresie inwestycji w przemyśle energetycznym, na etapach:

PROJEKTOWANIA

Bezpieczeństwo procesowe/funkcjonalne

Nadzór nad projektowaniem nowopowstających bloków / instalacji energetycznych w celu oceny zagrożeń i zdolności operacyjnych (HAZOP) oraz oceny akceptowalnego poziomu zagrożenia i wykorzystania go jako RBI (risk based inspection) i RBM (risk based maintenance).

Ocena zgodności z wymaganiami dyrektyw UE

Posiadając notyfikację do 11 dyrektyw UE oraz rozporządzenia KE nr 305/2011 (CPR), a także ponad 500 wysoko wykwalifikowanych ekspertów jednostki notyfikowanej jesteśmy w stanie wykonać kompleksową ocenę zgodności inwestycji.

WYTWARZANIA

Nadzór nad wykonawstwem

Na życzenie inwestora/wykonawcy UDT-CERT może przeprowadzić proces kwalifikowania dostawców, wytwórców a także osób zaangażowanych w realizację inwestycji.

Ocena zgodności z wymaganiami dyrektyw UE

Podobnie jak w przypadku etapu projektowania, UDT-CERT wykonuje kompleksową ocenę zgodności.

EKSPLOATACJI

Badania i ekspertyzy techniczne

Posiadając doskonale wyposażone zaplecze pomiarowo-badawcze oraz ponad 700 rzeczoznawców na terenie całego kraju UDT-CERT wykonuje badania i ekspertyzy techniczne dotyczące szerokiej gamy urządzeń technicznych.

Weryfikacja świadectw pochodzenia z kogeneracji

UDT-CERT

UDT-CERT | Al. Jerozolimskie 136, 02-305 Warszawa | +48 22 57 22 111 | www.udt-cert.pl

Jerzy Trzeszczyński, Przedsiębiorstwo Usług Naukowo-Technicznych „Pro Novum" Sp. z o.o.

Eksploatacja urządzeń cieplno-mechanicznych elektrowni po przekroczeniu trwałości projektowej - rekomendacje i doświadczenia Pro Novum

Ponad 85% energii w Krajowym Systemie Elektroenergetycznym generują elektrownie konwencjonalne. W zdecydowanej większości są to elektrownie spalające węgiel kamienny i brunatny. Wśród nich z kolei elektrownie, których czas pracy przekroczył 30 lat wytwarzają prawie 80% energii elektrycznej. Te z nich, które zostaną odpowiednio zmodernizowane będą w znaczącym stopniu odpowiadać za bezpieczeństwo energetyczne KSE do ok. 2030 r. Jeśli system dopłat i przeróżnych bonusów dla pozostałych źródeł energii nie przekroczy, w większym stopniu niż obecnie, granic zdrowego rozsądku, to będą to źródła najtańszej energii w Polsce.

Modernizacja bloków 200 MW i 360 MW trwa od 2011 r. i zakończy się za dwa lata. Celem modernizacji tych bloków jest:

- spełnienie wymagań Dyrektywy IED/2010/75/EU,
- poprawa efektywności produkcji,
- zapewnienie bezpiecznej, z wysoką dyspozycyjnością, eksploatacji powyżej trwałości projektowej.

Pewna część modernizacji bloków 200 MW wykonywana jest, w znacznym stopniu, na podstawie metodyki opracowanej przez

Rys. 1.

Pro Novum, przy współpracy ze specjalistami wszystkich elektrowni wyposażonych w bloki 200 MW. Koncepcja metodyki została zaprezentowana w 2008 r. [1], a opublikowana w marcu 2013 r. [5,6], rysunek 1. Wszystkie jej najważniejsze zasady były wielokrotnie publikowane [7÷14]. Trzy ogólnopolskie konferencje zorganizowane przez Pro Novum w latach 2008÷2010 [1,2, 3] zostały prawie w całości poświęcone tej tematyce. „Wytyczne…" [5,6] były konsultowane z Urzędem Dozoru Technicznego. Wszystkie uwagi UDT zostały uwzględnione w ostatecznej redakcji „Wytycznych…", które zostaną opublikowane w najbliższym czasie. Nie wiadomo, czy „Wytyczne…" będą miały status standardów. Powinny, bo zasługują na to i mogą być źródłem licznych korzyści.

Kiedy standard techniczny przynosi korzyść?

Obiektywnie rzecz biorąc, standardy techniczne powinny być źródłem samych korzyści. Patrząc na problem logicznie i zdroworozsądkowo powinny poprzedzać modernizację bloków 200 MW.

Pro Novum taką inicjatywę zgłosiło 6 lat temu, mając na uwadze zagrożenia, które wiążą się z brakiem ogólnie akceptowalnych zasad modernizacji, jak również przyjęciem przepisów utrudniających modernizację i eksploatację urządzeń. Przedłużenie trwałości urządzeń znacznie ponad trwałość projektową nie jest zadaniem prostym i dostatecznie szczegółowo opisanym w dostępnej literaturze. Bez dostatecznego doświadczenia, znajomości konstrukcji, historii eksploatacji, praktycznych (własnych) doświadczeń diagnostycznych i remontowych można stworzyć zasady utrzymania stanu technicznego, które niewiele wniosą do ich bezpieczeństwa lub/i nadmiernie utrudnią eksploatację, a nawet tak ją skomplikują i podniosą koszty, że mogą im zagrozić z powodów organizacyjno-ekonomicznych. Niektóre badania, zwłaszcza niszczące oraz wymagające postojów urządzeń, mogą zniechęcać do kontynuowania eksploatacji długoeksploatowanych urządzeń. Ten sam skutek może spowodować bezkrytyczne stosowanie:

- metod obliczeniowego określania trwałości resztkowej,
- współczesnych kryteriów oceny konstrukcji, jakości materiałów i montażu (zwłaszcza spawania),
- „fabrycznych standardów" dostawców urządzeń.

Rekomendacje Pro Novum - najważniejsze zasady

Przedmiotem „Wytycznych…" [5, 6] są elementy krytyczne urządzeń cieplno-mechanicznych bloków 200 MW, których eksploatację planuje się po przekroczeniu trwałości projektowej, tj. w zakresie 200÷350 tys. godzin.

Rozporządzany zakres ich indywidualnej trwałości określa się na podstawie indywidualnej:

- geometrii,
- własności materiałowych,
- warunków pracy.

Diagnostykę jako proces obowiązujący w okresie przedłużonej eksploatacji przedstawiono schematycznie na rysunku 2.

Nawet po długotrwałej eksploatacji spotyka się błędy wykonania i wady montażowe, a zwłaszcza nieprawidłowości remontowe. To bardzo częste źródła dodatkowych naprężeń, których nie da się obliczeniowo zidentyfikować, ani określić ich wielkości. Dokładny, bezpośredni przegląd konstrukcji jest nieodzowny.

Po długotrwałej eksploatacji spotyka się elementy krytyczne, które nigdy nie były badane lub były badane w niepełnym zakresie. Wszystkie elementy krytyczne powinny być zbadane, co najmniej na obecność pęknięć.

Przegląd wiedzy o stanie technicznym elementów krytycznych powinien być odpowiednio udokumentowany. Wraz z analizą zarejestrowanej historii eksploatacji powinien być podstawą retrospekcji, bez której trudno wyobrazić sobie opracowanie zakresu badań adekwatnego do stanu technicznego poszczególnych elementów krytycznych.

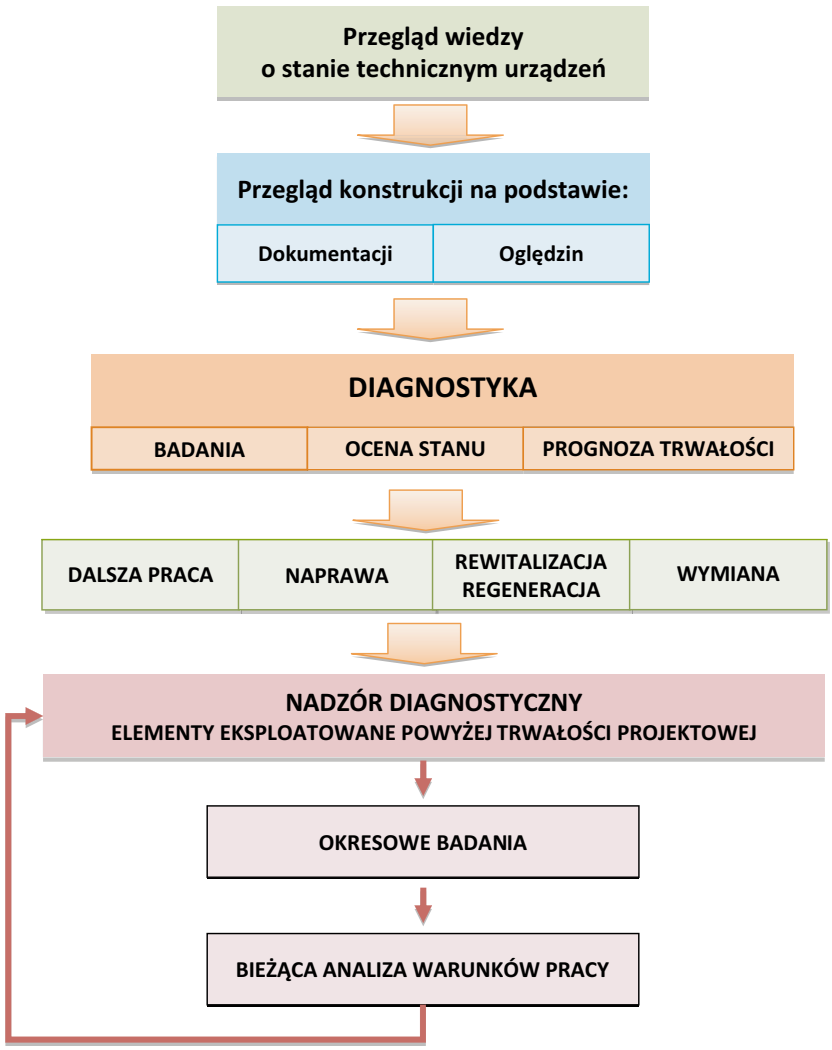
Ocena stanu technicznego wymaga sprawdzenia obecności:

- wskazań o charakterze pęknięć eksploatacyjnych,
- ubytków materiału (po usuniętych pęknięciach) o niedopuszczalnych rozmiarach,
- trwałych deformacji o niedopuszczalnej wielkości,
- zdegradowanej mikrostruktury w stopniu mogącym świadczyć

o zmianie własności wytrzymałościowych oraz odporności na pękanie zmęczeniowe i kruche.

W niektórych przypadkach trzy pierwsze warunki wymagają określenia:
- naprężeń zredukowanych w celu porównania z naprężeniami dopuszczalnymi,
- dopuszczalnej grubości ścianki przy uwzględnieniu R_{et} (dla elementów pracujących poniżej temperatury granicznej) oraz $R_{z/\tau/t}$ (dla elementów pracujących w warunkach pełzania).

Przyjęto, że rzeczywisty stan metalu (własności, stan struktury) posiada decydujące znaczenie, w wielu przypadkach nadrzędne, w stosunku do obliczeń, zwłaszcza jeśli wyniki badań i obliczeń prowadzą do rozbieżnych wniosków. Wycinki do specjalnych badań niszczących powinny spełniać następujące warunki:



Rys. 2. Diagnostyka jako proces opisany w „Wytycznych ...” [5, 6] oraz zaimplementowany w LM System PRO+® [13]

- powinny być pobierane z miejsc najbardziej wytężonych,
- **ubytek materiału po wycinku nie powinien wymagać naprawy,**
- **jeśli ubytek materiału po wycinku wymaga naprawy należy pobrać go tylko wtedy, gdy naprawa jest konieczna ze względu na stan techniczny elementu,**
- na podstawie obliczeń konstrukcyjnych należy wykazać brak negatywnego wpływu ubytku na dalszą pracę elementu,
- wycinki z elementów urządzeń podlegających UDT należy pobierać wyłącznie po uzgodnieniu tej czynności z inspektorem Urzędu Dozoru Technicznego.

Długoterminową, do 350 tys. godzin, prognozę trwałości określa się na podstawie:
- obliczeń stopnia wyczerpania trwałości (SWT),
- oceny stopnia degradacji struktury.

Prognozę trwałości należy weryfikować na podstawie:
- okresowo wykonywanych badań, w odpowiednim zakresie,
- analizy awaryjności,
- bieżącej analizy warunków pracy.

Historia eksploatacji elementów krytycznych pracujących w zakresie indywidualnej trwałości powinna być odpowiednio udokumentowana. Wybrane elementy krytyczne, po wycofaniu z eksploatacji powinny być badane w odpowiednim zakresie. To źródło wiedzy niezbędnej do interpretacji wyników badań i ocen stanu technicznego.

Rekomendacje Pro Novum - software wspierający utrzymanie stanu technicznego

Z uwagi na potrzebę analizy dużej liczby informacji oraz nową organiza-

cję grup energetycznych zwłaszcza w zakresie centralnego zarządzania utrzymaniem stanu technicznego urządzeń „Wytyczne...” posiadają także formę software'ową [13], która służy do automatycznego:

- przetwarzania informacji z badań i monitorowania warunków pracy,
- analizowania awaryjności,
- zarządzania badaniami,
- okresowego raportowania.

Uzupełnieniem programu LM System PRO+® zainstalowanego na niektórych blokach 200 MW jest portal internetowy www.portal200pro.pl, który integrując w automatyczny sposób wybraną wiedzę, zwłaszcza w zakresie awaryjności, może być miejscem wymiany doświadczeń bez których trudno wyobrazić sobie bezpieczną pracę urządzeń i ich wysoką dyspozycyjność przy możliwie niskich nakładach na utrzymanie.

Nowe wyzwania dla długoeksploatowanych urządzeń

Spełnienie oczekiwań w zakresie trwałości zmodernizowanych bloków 200 MW (i nie tylko) zostanie dodatkowo „przetestowane” podczas ich przedłużonej eksploatacji co najmniej w zakresie:

- kosztów utrzymania w skojarzeniu z dyspozycyjnością,
- „odporności” na pracę w intensywnej regulacji.

Wychodząc naprzeciw tym rozwiązaniom „Wytyczne ...” uzupełniane są aktualnie o moduły:

- planowania remontów,
- analizę ryzyka,
- efektywność pracy w regulacji.

Moduł analizy ryzyka w odniesieniu do zarządzania utrzymaniem stanu technicznego rur powierzchni ogrzewalnych jest w trakcie wdrażania na zmodernizowanych kotłach BB-1150 oraz OP-650. □

Literatura

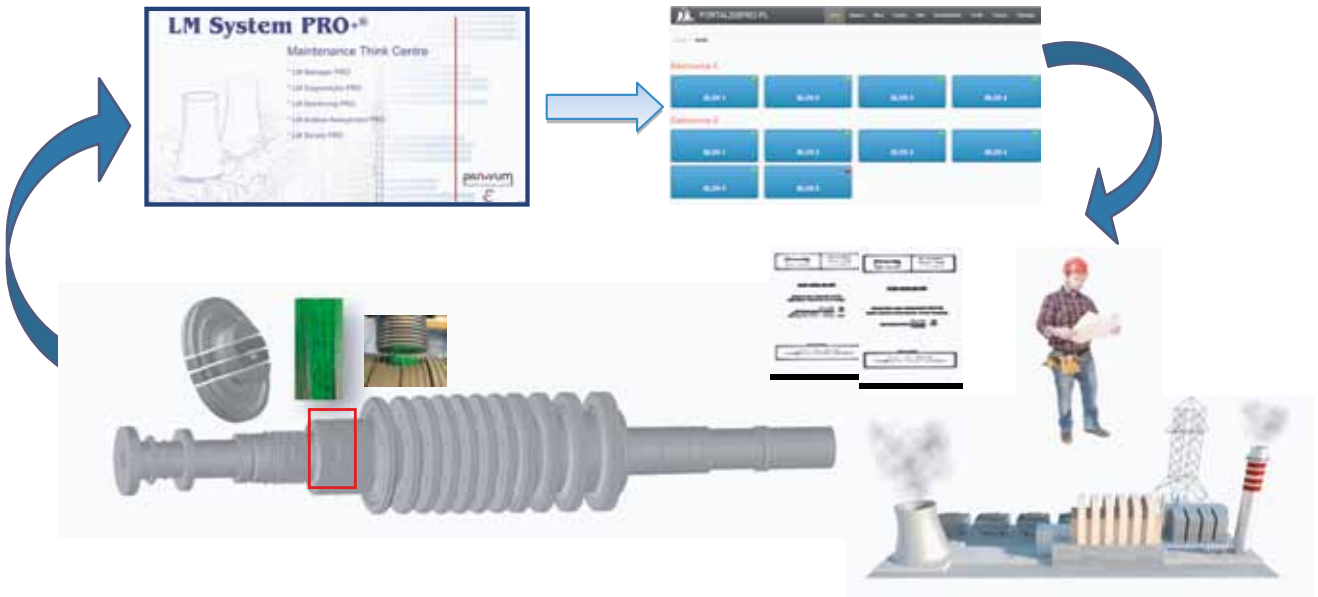
[1] X Sympozjum Informacyjno-Szkoleniowe DIAGNOSTYKA I REMONTY DŁUGOEKSPLOATOWA-NYCH URZĄDZEŃ ENERGETYCZNYCH Wydłużanie czasu pracy urządzeń energetycznych - szanse i ograniczenia, Ustroń, 1÷3.10.2008 r.

[2] XI Sympozjum Informacyjno-Szkoleniowe DIAGNOSTYKA I REMONTY URZĄDZEŃ CIEPLNO-MECHANICZNYCH ELEKTROWNI Warunki eksploatacji urządzeń energetycznych powyżej 300.000 godzin, Wisła, 30.09÷2.10 2009 r.

[3] XII Sympozjum Informacyjno-Szkoleniowe DIAGNOSTYKA I REMONTY URZĄDZEŃ CIEPLNO-MECHANICZNYCH ELEKTROWNI Modernizacje urządzeń energetycznych w celu przedłużenia ich eksploatacji powyżej 300.000 godzin, Wisła, 28÷30.09 2010 r.

[4] Konferencja Techniczna TGPE „Wytyczne przedłużania eksploatacji urządzeń cieplno-mechanicznych bloków 200 MW" - Przedłużanie eksploatacji urządzeń energetycznych powyżej trwałości projektowej - Najważniejsze ryzyka oraz warunki sukcesu - Ząbki, k/Warszawy 16÷17.04.2013 r.

[5] PN/20.2900/2013. Wytyczne przedłużania czasu eksploatacji urządzeń cieplno-mechanicznych bloków 200MW. Część I. Założenia ogólne. Część II. Diagnostyka elementów krytycznych kotła oraz głównych rurociągów parowych i wodnych. Część III. Diagnostyka rur powierzchni ogrzewal-



Rys. 3. Schemat integracji wiedzy i doświadczeń użytkowników LM System PRO+® za pośrednictwem portalu200pro

reklama

pronovum®
RESEARCH & TECHNOLOGICAL SERVICES
Centrum Badawczo – Rozwojowe

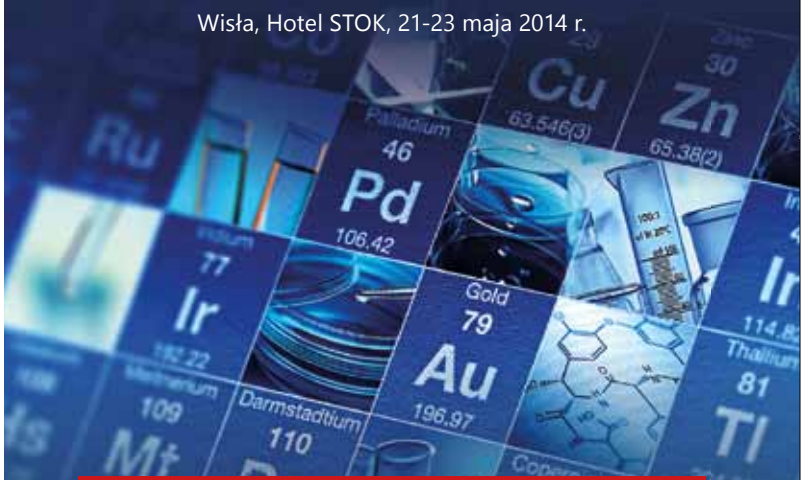
PRZY WSPÓŁPRACY Z

TAURON WYTWARZANIE
URZĄD DOZORU TECHNICZNEGO
Towarzystwo Gospodarcze Polskie Elektrownie Grupa Chemiczna

ORGANIZUJE XV KONFERENCJĘ NAUKOWO-TECHNICZNĄ

UDZIAŁ CHEMII ENERGETYCZNEJ WE WZROŚCIE EFEKTYWNOŚCI URZĄDZEŃ

Wisła, Hotel STOK, 21-23 maja 2014 r.



TEMATYKA KONFERENCJI

Stara/nowa energetyka – aktualne problemy wodno-chemiczne • Bloki energetyczne na parametry nadkrytyczne – nowe wyzwania dla chemii energetycznej • Nowe wytyczne dotyczące jakości czynnika w obiegach wodno-parowych • Spalanie niskoemisyjne – rozwiązania, efekty, potrzeby. Bilans zysków i strat • Trwałość powierzchni ogrzewalnych po proekologicznej modernizacji kotłów • Chemiczne oczyszczanie kotłów i innych instalacji technologicznych • Zabezpieczenia antykorozyjne urządzeń energetycznych na czas postojów • Zarządzanie wiedzą o stanie technicznym urządzeń – zdalny nadzór diagnostyczny • Nowe technologie i usługi z zakresu chemii energetycznej oraz ochrony środowiska

www.pronovum.pl

PATRONI MEDIALNI

Energetyka
nowa Energia
Chemia przemysłowa
eip online
Dwumiesięcznik energetyka cieplna i zawodowa
PRZEGLĄD ENERGETYCZNY
dozór techniczny

nych. Katowice. Marzec 2013.
[6] PN/30.2910/13: Wytyczne przedłużania czasu eksploatacji urządzeń cieplno-mechanicznych bloków 200MW. Część I. Założenia ogólne. Część II. Diagnostyka elementów krytycznych turbin i generatorów. Katowice. Marzec 2013.
[7] Wojciech Brunné, Korzyści związane z modernizacją rurociągów w celu wydłużenia czasu ich eksploatacji. Dozór Techniczny, Nr 1-2/2010.
[8] Jerzy Trzeszczyński, Przedłużanie czasu pracy bloków 200 MW - Techniczne warunki sukcesu. Nowa Energia 2011, Nr 3.
[9] Jerzy Trzeszczyński, Przedłużanie eksploatacji majątku produkcyjnego - techniczne uwarunkowania sukcesu. Energetyka Cieplna i Zawodowa, Nr 2/2012.
[10] Jerzy Trzeszczyński, Przedłużanie eksploatacji majątku produkcyjnego - realistyczna strategia elektrowni w Polsce. Przegląd Energetyczny 2011, Nr 1.
[11] Jerzy Trzeszczyński, Możliwość i warunki przedłużania czasu eksploatacji zrewitalizowanych elementów staliwnych turbin parowych. Energetyka 2011, Nr 6.
[12] Jerzy Trzeszczyński, System diagnostyczny zapewniający bezpieczną pracę bloków 200 MW eksploatowanych powyżej 300 000 godzin. Dozór Techniczny, Nr 2/2012.
[13] Jerzy Trzeszczyński, Sławomir Białek, Wojciech Murzynowski: Monitorowanie stanu technicznego urządzeń cieplno-mechanicznych bloków energetycznych przy wykorzystaniu platformy informatycznej LM System PRO+®. Dozór Techniczny Nr 5/2011.
[14] Jerzy Trzeszczyński, Wojciech Murzynowski, Radosław Stanek - Analiza ryzyka jako wsparcie utrzymania stanu technicznego urządzeń cieplno-mechanicznych elektrowni. Dozór Techniczny, Nr 4/2012.

Agnieszka Lisikiewicz, technical service manager, ROCKWOOL Technical Insulation

Modernizacja izolacji termicznych

Fot. ROCKWOOL

Wiele zakładów przemysłowych podejmuje działania modernizacyjne instalacji i dochodzi do etapu izolacji. Powstają wtedy pytania: czy stara, niekiedy 20- lub 30-letnia izolacja, spełnia nadal swoje funkcje, czy lepiej wymienić ją na nową?

Przede wszystkim trzeba pamiętać o tym, że w ostatnich czasach wzrosła świadomość poszanowania energii, co oznacza między innymi ograniczanie strat ciepła do minimum. Można je uzyskać poprzez zastosowanie wysokosprawnych systemów, kogenerację, automatyzację, ale również poprzez zastosowanie ekonomicznej grubości izolacji, która równoważy koszty materiałowe i długotrwałą eksploatację, przy uwzględnieniu rosnących cen energii. W porównaniu do wymienionych wcześniej systemów, izolacja stanowi niewielki koszt, a zarazem duży potencjał na drodze do efektywnego gospodarowania energią.

Jak zatem oszacować skuteczność istniejącej izolacji?

Najbardziej skuteczną metodą jest sprawdzenie z jakimi rzeczywistymi stratami ciepła mamy do czynienia na pracującej instalacji ze starą izolacją (ile ciepła emitowane jest do otoczenia). Następnie, biorąc pod uwagę czas eksploatacji (zazwyczaj kilkanaście lat) i cenę jaką płaci się za energię cieplną, należy przeliczyć, ile kosztuje tracona energia. Pieniądz zazwyczaj najlepiej obrazuje stratę. Dokonanie pomiaru strat ciepła najlepiej wykonać przed planowaną moderni-

zacją, bo daje ono lepsze postrzeganie problemu i możliwości korekty, np. wymianę izolacji, zwiększenie jej grubości, wymianę uszkodzonego lub skorodowanego płaszcza.

Po przeprowadzonej modernizacji zalecane jest wykonanie pomiaru sprawdzającego.

Podejście kompleksowe

Kompleksowe przeprowadzenie pomiarów, przed i po modernizacyjnych, pozwala z dużą dokładnością oszacować korzyści ekonomiczne przeprowadzonych prac, tempo zwrotu inwestycji (to potrafi być naprawdę szybkie), a także efekty środowiskowe (np. ograniczenie emisji). Rzetelne wykonawstwo i dalsze regularne przeglądy przez służby utrzymania ruchu dopełniają działania ku poprawie efektywności energetycznej. Warto przy tym dodać, że dzięki rozwojowi technologii, właściwości materiałów izolacyjnych (np. szeroko stosowanej w przemyśle i energetyce skalnej wełny mineralnej), zmieniły się znacznie na przestrzeni kilkudziesięciu lat w porównaniu z tzw. starą wełną żużlową. Dotyczy to szczególnie przewodności cieplnej w wysokich temperaturach. Nawet, jeżeli z powodu ograniczonej przestrzeni wokół instalacji nie jest możliwe zwiększenie grubości izolacji, to wymiana ponad 20-letniej izolacji na nową przy zachowaniu tej samej grubości, skutkuje zmniejszeniem strat ciepła nawet do 30%.

Potencjał wzrostu efektywności energetycznej, wynikający z zastosowania izolacji termicznej, jest ogromny. Należy pamiętać, że równie ważna jak izolacja jest fachowa wiedza oraz prawidłowy sposób montażu izolacji, a w dalszej perspektywie jej regularna konserwacja oraz utrzymanie. Dopiero tak połączone działania pozwalają osiągnąć założone cele środowiskowe i ekonomiczne w stosunkowo krótkim czasie.

ROCKWOOL®
TECHNICAL INSULATION

Serwis pomiarowy w ramach doradztwa

Dział Serwisu Technicznego ROCKWOOL Technical Insulation dysponuje rejestratorem danych z sondami badawczymi służącym do sprawdzania strat ciepła na instalacjach. Urządzenie to pozwala sprawdzić w czasie rzeczywistym warunki otoczenia oraz straty ciepła na instalacjach pracujących w wysokich temperaturach. Ponadto przy wykonywaniu pomiarów stosuje się także pirometr oraz kamerę termowizyjną w celu zidentyfikowania newralgicznych punktów instalacji, mostków termicznych, czy nieszczelności. Opomiarowaniu podlegają również miejsca z poprawną izolacją celem potwierdzenia jej skuteczności. Efektem pracy są raporty z Inspekcji Energetycznej, a w nich pełen opis punktów pomiarowych, szczegółowe wykresy, wyniki obserwacji, kalkulacje strat energii oraz zalecane działania zmierzające ku poprawie efektywności energetycznej. Dokumentacja taka może stanowić argument do podjęcia decyzji o modernizacji instalacji. Bezpośredni kontakt do Działu Serwisu Technicznego podany jest na stronie www.rockwool-rti.com. □

art. Modernizacja izolacji termicznych, opublikowany na portalu www.eip-online.pl

Rozmowa Tadeusza Szulca z Janem Reyem

Przygotowanie projektów CCPM

Fot. www.act.nice.edu

Zaczniemy tą część naszej rozmowy od cytowanej w poprzednim naszym wywiadzie następującej rady E. Goldratta: „Nigdy nie pozwól, by sprawa ważna stała się pilną”.

Tak, to dobra rada. Zarządzający poszukują cudownego leku na statystycznie znaczącą nieskuteczność projektów i zajmują się analizowaniem tzw. czynników sukcesu. Dotychczas za kluczowe uważa się publicznie widoczną determinację Sponsora, doświadczenie i liczne certyfikaty Kierownika Projektu oraz kulturę pracy projektowej, uprzednio wpojoną w organizację. Suma tych doświadczeń gromadzona jest w metodykach projektowych, z których prawie wszystkie skupiają się na ścisłym planowaniu i bardzo dokładnym monitorowaniu i egzekwowaniu zadań cząstkowych. Czy coś z tego wynika? Niestety niewiele, bo nadal zbyt często zdarzają się projekty, które doznają porażki, pomimo spełnienia podręcznikowych zaleceń.

A może to wina złego doboru ludzi?

Nie, bowiem okazuje się, że zespoły doznające projektowej porażki zwykle składają się z pełnych woli sukcesu, pracowitych i dobrze przygotowanych profesjonalistów. Przyczyna leży gdzie indziej. Powtarzalne ze swej natury procesy produkcyjne pozwoliły łatwiej zaobserwować, że największy wpływ na sukces lub porażkę wywiera sama organizacja pracy. Zgodnie z Teorią Ograniczeń (ToC) poszukiwanie krytycznych ograniczeń skuteczności projektów poszło dalej tym śladem, kolejno podważając i weryfikując podstawowe założenia.

Skoro tak twierdzisz, to proszę o przykłady założeń i stereotypów podważonych przez Teorię Ograniczeń i metodykę CCPM.

Jak wiesz, główną cechą tradycyjnego myślenia o efektywności jest optymalizowanie każdego aspektu działalności biznesowej i obkładanie go dyrektywnymi poziomami wskaźników KPI. Wymaganie zostało oparte na nieudowodnionym założeniu, że suma optimów lokalnych prowadzi do globalnego optimum efektywności systemu. Fakty nie potwierdzają tego intuicyjnego założenia i wymaga ono rewizji. Po chwili namysłu każdy wskaże liczne przypadki szkodliwości wymuszania optymalizacji lokalnych (np. niewykorzystany drogi sprzęt diagnostyczny z powodu oszczędności płac personelu). Skutkiem zakwestionowania tego założenia ujawnia się potrzeba weryfikacji przydatności szeregu wskaźników KPI. Alain Barnard, CEO w Goldratt Research Labs, zdefiniował trzy kryteria które musi równocześnie spełniać każdy przydatny biznesowo wskaźnik efektywności:

- Wskaźnik KPI musi dobrze określać stan systemu.
- Wskaźnik KPI musi jednoznacznie wskazywać, dlaczego system znalazł się w takim stanie.
- Wskaźnik KPI musi pobudzać właściwe działanie.

Przydatność wskaźnika, który nie przechodzi skutecznie któregokolwiek z trzech kryteriów jest kwestionowana, a jego dalsze przetwarzanie zwykle jest zbędnym narzutem biurokratycznym.

Wskaźnikomania nie jest jedynym podważanym nawykiem. Jak oceniasz popularne sposoby planowania projektu?

Większość decydentów będzie, w ślad za intuicją, naciskać na rozpoczęcie projektu od razu lub jak najprędzej. Ba, tzw. domyślne nastawy w podstawowych programach do zarządzania projektami sugerują rozpoczynania każdego zadania jak najwcześniej gdy to możliwe (ASAP). To tak, jakbyśmy chcieli szybko przejechać samochodem w poprzek dużego miasta w godzinach szczytu. A przecież każdy z nas wie, że spalimy mniej paliwa i przejedziemy ten odcinek co najmniej trzy razy szybciej, jeżeli wybierzemy odpowiednią porę. Może warto przy realizacji projektów dobrze się przygotować, by załatwić to sprawnie?

Tak, wszyscy chcą wszystko trochę za szybko i bez postojów.

Również bezkrytycznie przyjmowanym założeniem jest oczekiwanie niezmiennej kontynuacji: zarówno ciągłości realizacji, czy też oczekiwanie podobnego stopnia trudności i zbliżonej wydajności w przyszłych fazach projektu.

Typowe miary stanu projektu dotyczą już wykonanej pracy projektowej, pozostają całkowicie zwrócone wstecz, na to co już zaraportowano jako wykonane. Wnioskowanie oparte o historyczny przebieg zdarzeń i stopień wykonania planu sprzed kwartałów, miesięcy i tygodni, prowadzi do ekstrapolacji liniowej przy prognozowaniu przyszłych faz prac. Jak dowodzi praktyka, są to najczęściej mylne wnioski i prognozy.

Przejdźmy zatem do konkretów, czyli pora na precyzyjne określenie zakresu, czasu, zasobów i budżetu.

Dobrze. Potraktujmy zakres jako zmienną niezależną, skupmy uwagę na oszacowaniach pracochłonności i czasu realizacji dla zadań, natomiast budżet będzie wynikiem operacji matematycznych. W środowisku z licznymi i nieprzewidywalnymi odchyleniami szacowanie wartości granicznych dla przedziałów zmienności okazuje się dużo bardziej przydatne, niż wartości oczekiwane, którymi posługują się tradycyjne metodyki. Przykładowo, w metodyce Łańcucha Krytycznego (CCPM) ,szacowanie czasu dla każdego zadania najskuteczniej prowadzi się zbierając dwa oszacowania graniczne:

- T50% = czas szacowany jako konieczny jedynie na „czystą robotę" nad wykonaniem zadania, bez żadnych przeszkód i przy zajściu wszystkich szczęśliwych zbiegów okoliczności. Uważa się, że prawdopodobieństwo zmieszczenia się w tak agresywnym czasie nie przekracza 50%, więc przyjmując go do harmonogramowania wiemy, że ponad połowa zadań w tym czasie nie zdąży! Ten czas nie ujmuje żadnych rezerw na zwykłe zdarzenia opóźniające wykonanie zadania.
- T95% = czas zapewniający w zwykłych okolicznościach pełne bezpieczeństwo dotrzymania terminu, z prawdopodobieństwem P = 95%, czyli graniczącym z pewnością.

Stosując tradycyjne podejście, najczęściej przy każdym najmniejszym zadaniu posługujemy się szacowaną pracochłonnością i oszacowanym czasem trwania zadania - jako liczbami, o których wszyscy wiedzą, że za chwilę zamienią się w bezwzględnie wymagane terminy przy niezbyt pewnych zasobach i budżecie. W terminy dostarczenia, wymagalne niezależnie nawet od faktycznej daty podjęcia prac.

Jakie wartości zadeklarują? Bliskie T50%, czy raczej T95%?

Tak, to oczywiste, wybór będzie jak najbezpieczniejszy. Zatem w jaki sposób możemy uspokoić przebieg prac projektowych, by pozbawić projekt większości niespodzianek, błędów i nawrotów oraz niedokładności oszacowań?

Pytanie jest bardzo inspirujące, a najprostsza odpowiedź: „nie da się", po chwili myślenia zmienia się w listę sytuacji, które powodują straty czasu w trakcie projektu.

Szukajmy ich przyczyn!

Wielokrotnie i umiejętnie zadawane pytanie „dlaczego?", po około pięciu powtórzeniach, prawie zawsze przeprowadza nas od łatwo widocznych objawów do pierwotnej przyczyny niepożądanego stanu lub zdarzenia. Teoria Ograniczeń wspiera to poszukiwanie Narzędziami Myślowymi *(Jonah's Thinking Processes).*

Z tej zapaści trzeba było uciec i tak przed dwudziestoma laty powstała Metodyka Łańcucha Krytycznego (CCPM), która w ostatnich kilku latach uzyskuje jeszcze ważniejszą systemową perspektywę: optymalizuje już efektywność działania całych organizacji

Projekt A	Czas	Budżet	Zakres	EVA
Plan	10 m	10 M	100 %	10 M
Realizacja	9 m	9 M	90 %	9 M

Kiedy skończy się ten projekt?

może za 2 lata?

Brak wiarygodnej wiedzy o tym jak trudne jest to, co jeszcze pozostaje do wykonania

wieloprojektowych. Wprowadza metodyczne ujęcie niepewności i odchyleń od harmonogramu zawsze towarzyszących projektom, prowadząc do sztafetowej realizacji cykli projektowych. By to było możliwe, potrzebne jest pozbycie się intuicyjnie korzystnych, a faktycznie przeciwskutecznych nawyków, często wspieranych tradycyjnymi metodykami.

W takim razie, jakie są projektowe i pozaprojektowe przyczyny opóźnień? W jaki sposób ich unikać?

Wymagania odbiorcze przeważnie są pod kontrolą, lecz oczekiwanie na zebranie się Komitetu Sterującego lub na odpowiedź decydenta potrafią zatrzymać projekt o czas, który będzie nie do nadrobienia.

Czy poza budownictwem występuje w harmonogramie poważne zadanie pod nazwą „czekanie na decyzję"? Ten, kto zetknął się z faktycznym czekaniem na decyzję zwierzchnika lub na odpowiedź Klienta, wie do czego to w ostateczności prowadzi.

Notowanie przyczyn i czasu trwania każdego zatrzymania pracy realizatora, pozwala wykryć i zmierzyć liczne wewnętrzne i pozaprojektowe źródła opóźnień.

Kolejnym zalecanym sposobem, radykalnie ograniczającym zatrzymania prac jest uwarunkowanie rozpoczęcia realizacji projektu od istnienia *„Full Kit"* - minimalnego, lecz kompletnego pakietu analityczno-organizacyjnego. Analiza nikogo nie dziwi, lecz dbamy, by nie była rozdęta i bez tzw. piany. Przygotowanie organizacyjne jest pewną nowością, lecz ma zawczasu zapewnić wszystko, co potrzebne.

Ważną zaletą *Full Kit* jest ujawnianie części ryzyk „na sucho", przed realizacją projektu. W pewnym projekcie informatycznym właśnie przygotowując *Full Kit* odkryto, że np. nie mamy dostępów do serwerów niezbędnych programistom do pracy za kilkanaście dni, a ich administrator rozstał się z firmą. Natrafienie na to już w trakcie realizacji, miałoby dużo gorsze konsekwencje.

Jakie inne przydatne reguły wprowadza metodyka CCPM?

Projekty jako przedsięwzięcia niepowtarzalne, mają znaczny komponent losowy. Tradycyjne narzędzia przymuszają do swego rodzaju determinizmu, już od najwcześniejszych faz planistycznych, wymuszając przypisanie nazwisk realizatorów zadań planowanych za dwa kwartały. Pewność, że akurat ta osoba, w tym czasie, będzie wówczas dostępna jest niewielka.

W CCPM obsada projektu jest planowana bilansowo, wg grup umiejętności realizatorów podległych wspólnemu kierownikowi *(Resource Manager)*. Dopiero na krótko przed realizacją kierownik wskazuje, który z dostępnych jemu pracowników ma zadanie wykonać. Prosty sposób, który radykalnie podnosi elastyczność i wydajność, dzięki operacyjnemu równoważeniu popytu z podażą w czasie realizacji.

Tak, to przekonuje. Takie, określę to, „sztywne" i szczegółowe planowanie jest bez sensu. Nawet przy stosunkowo krótkich terminach, przeszkadza i prowadzi do marnotrawienia zarówno czasu, jak i zasobów.

Kluczem do wyjątkowej efektywności metodyki Łańcucha Krytycznego

jest utrzymanie zbilansowania zasobów wobec wolumenu prac uwalnianych do realizacji. Mało skuteczne są narzędzia, które:

- wcale nie bilansują zasobów, lub
- bilansują obciążenie każdego uczestnika projektu.

Narzędzia wspierające zarządzanie wieloprojektowe CCPM, takie jak Exepron, wspomagają podejmowanie decyzji o optymalnym terminie rozpoczęcia projektu poprzez analizę *„what-if?"* wykorzystaną do badania różnych scenariuszy, porównując priorytety „polityczne" i daty wymagalności wobec bilansu zasobów. Dla kolejnych wariantów podaje się ranking pilności projektów oraz określa, a raczej „przymierza", kolejne grupy zasobów, mogące okazać się zasobem krytycznym.

Optymalizator bilansujący proponuje wzajemne ułożenie projektów już realizowanych i oczekujących (pipeline) na osi czasu. Dla każdego z wariantów mamy też dostępną wizualizację tygodniowego poziomu obciążenia grup zasobów.

A gdzie ten Klucz, przy agresywnych czasach dla zadań?

Kluczem jest pilnowanie nadmiarowej dostępności Zasobu Krytycznego, z unikaniem trwałego przeciążenia innych grup. Przy wyborze wariantu do realizacji, świadomie dopuszczamy lokalne przeciążenia niektórych zasobów niekrytycznych. Muszą dostosować się i podporządkować tym, których praca stanowi krytyczny ogranicznik przepływu strumienia wartości przez całą organizację wieloprojektową.

Mówisz o bilansowaniu tygodniowym, a w JIRA monitorujemy produkty programistyczne nawet z planowanym czasem, np. 15 minut!

Tu dochodzimy do faktu, że inna „granulacja" zadań służy do planowania, ze znacznie drobniejszą do odbioru i monitorowania jakości elementarnych półwyrobów. W fazie planowania realizacji w czasach agresywnych T50% używamy zadań zgrubnych, zbierających na liście kontrolnej szereg zadań podrzędnych i drobnych czynności. W planowaniu staramy się by zadania nie przekraczały dwóch tygodni i nie trwały mniej niż dzień oraz 3-5% czasu całego projektu.

Ja to wszystko rozumiem, ale każdy zarządzający powinien uwzględnić problem braku wiedzy o przyszłych potencjalnych wydarzeniach. Kultura myślenia o przyszłości powinna istnieć lub szybko trzeba ją zbudować.

Ryzyko straty czasu, gdy natrafimy na brak wiedzy, zmniejsza opracowanie *Full Kit* i kompensuje Bufor Projektu.

Nasz model musi uwzględniać zarówno funkcje celu - zbiór rozwiązań optymalnych o różnym stopniu kompromisu, jak i zbiór zmiennych decyzyjnych i zbiór ograniczeń, z których jedno jest krytyczne. Skuteczni menedżerowie wiedzą, że każda decyzja musi opierać się na pewnych regułach, musi zostać podjęta w sposób pragmatyczny, na podstawie faktów dotyczących konkretnego przypadku. Szybkość podejmowania decyzji jest ważna, ale nie najważniejsza. Kluczowym elementem jest prawidłowa analiza problemu i wszystkich jego aspektów. Stąd też jedną z kluczowych umiejętności współczesnych menedżerów jest budowanie prognoz.

Dobrze, ostatnio spotkałem się z taką oto uwagą, że jest jednak jakiś spory problem wynikający z nadmiaru metod. Prowadzący projekty w jednej chwili muszą stosować i uwzględniać na swoje potrzeby jedną z metodyk zarządczych (np. Prince2 lub PMBoK4), jedną z metodyk wytwórczych (np. RUP lub MSF), jedną z metodyk adaptacyjnych (np. eXtreme Programming, Test Driven Development lub SCRUM) i jedną z metodyk organizacyjnych (np. CMMI, Six Sigma, ITIL lub COBIT). Dużo tego. Czy to rzeczywiście jakaś przeszkoda, która ogranicza?

Istnieje jeszcze parę innych, ale posługiwanie się nimi nie może być celem samym w sobie, lecz musi być środkiem, narzędziem i instrumentem umożliwiającym realizację celów projektu. Do znudzenia będę powtarzał: nie ma projektów efektywnych, czy nieefektywnych. Są tylko lepiej lub gorzej przygotowane, a stosowana metodyka nie gwarantuje końcowego sukcesu, czy też „posprzątania" pobojowiska w trakcie i po projekcie. Praktyka dowodzi, że skoncentrowanie się na wykorzystaniu stosowanych dotychczas metod i narzędzi, daje lepsze efekty niż ich nagła zmiana.

A tak na marginesie, znakiem szczególnym naszych ciekawych czasów jest posługiwanie się tymi metodykami od lat 50-tych ubiegłego stulecia. Prawdą jest, że ciągną one za sobą swój bagaż założeń. Syntetyzując można powiedzieć, że trójkąt projektowy tzn. zakres, zasoby i czas - jest sztywny. To oznacza, że nadmierne wymagania wobec realizatorów zagrażają ich poczuciu bezpieczeństwa. Przeciążenie powoduje „ciśnienie", którego nadmiar jest wrogiem skuteczności.

Jak z tego wychodzić?

Znakomite efekty przyniosło np. stosowanie Agile. Tu ciśnienie zmniejsza się dzięki przyjęciu do realizacji tylko tylu zadań, ile ambitne Zespoły same zadeklarują, że zdołają wykonać w rozpoczynanym sprincie.

Jeszcze skuteczniej do tego podchodzi Metodyka Łańcucha Krytycznego (CCPM). Tu uwalnianie ciśnienia odbywa się w sposób pozornie drakoński:

- najpierw zabiera się wszelkie rezerwy czasowe z każdego z zadań,
- buduje się - użyję tego słowa - „piekielnie" agresywną sieć działań skompresowaną przez wymuszenie zaczynania realizacji jak najpóźniej,
- następnie do tego planu dokłada się Bufor Projektu i bufory podrzędne, pozwalając z nich korzystać.

Widoczność stopnia wykorzystania bufora i ambicja Zespołu zapewniają bezpieczeństwo terminowej realizacji.

To ciekawe co mówisz, zatem wróćmy do naszych rozważań związanych z przygotowaniem re-

alizacji projektów (CCPM). Przecież tak naprawdę, zadaniem realizującego projekt nie jest robienie ze słabego pomysłu dobrego rozwiązania, ale z dobrego jeszcze lepszego.

I dodam żartobliwie, że jedną z najbardziej fascynujących rzeczy jest obserwowanie, jak niezwykłe, twórcze i innowacyjne zdolności człowieka zmagają się z jego krytyczną destrukcyjną naturą.

Jak mówię: „stosuj CCPM", bo ta metoda umożliwi:

- krótszy, aż do 50%, czas realizacji projektu,
- zachowanie jakości wykonania projektu,
- zużycie zbliżonego lub niższego budżetu w porównaniu z projektem standardowym,
- zarządzanie głównie harmonogramem prac projektu,
- kontrolowanie etapów prac projektowych,

to czasami patrząc na minę mojego rozmówcy, trawestując można przytoczyć słynną mądrość inżyniera Mamonia: „Lubimy tylko te marki, które dobrze znamy", a przecież konfucjańska maksyma „Powiedz, a zapomnę; pokaż, a zapamiętam; pozwól mi działać, a zrozumiem" ma wyjątkowe znaczenie we wdrażaniu projektów.

Żadna trwała poprawa postępu wdrożenia nie jest możliwa bez poprawy operacji. Jeszcze raz pozwolę sobie przypomnieć: metoda łańcucha krytycznego utrzymuje zasoby na zrównoważonym poziomie, ale wymaga od nich elastyczności na starcie i szybkiej zmiany pomiędzy zadaniami, zakazując równoczesnej wielozadaniowości, aby utrzymać cały projekt w zgodzie z harmonogramem.

Niestety musimy kończyć naszą rozmowę, zadam jeszcze tylko jedno krótkie pytanie: o czym będzie w części trzeciej?

Będziemy usuwać wewnętrzne ograniczenia realizacji projektów. □

reklama

REKO a.s.
cooling towers

REKO PRAHA, a.s.
jest wyspecjalizowaną, czeską firmą budowlaną, która powstała w roku 1994 i rozpoczęła działalność w roku 1995. Spółka bardzo szybko zyskała pozycję na rodzimym rynku. Klientami spółki są przede wszystkim przedsiębiorstwa energetyczne i ciepłownicze, zakłady przemysłowe oraz firmy obsługujące zakłady wodno-gospodarcze.

Specjalizuje się w projektowaniu, budowie i naprawie chłodni wszystkich typów. Działalność spółki obejmuje również projektowanie i budowę budowli przemysłowych, monolitycznych konstrukcji żelbetowych, naprawy i budowę zbiorników, oczyszczalni ścieków i małych elektrowni wodnych.

REKO PRAHA, a.s.

Oddział w Polsce
ul. Bobrecka 27
43-400 Cieszyn

tel.: +48 338 555 109
tel. kom.: +48 662 152 752
email: jendryscik@reko-praha.cz

Posiadacz certyfikatów:
ČSN ISO 9001:2008
ČSN ISO 14001:2005
ČSN OHSAS 18001:2008

www.reko-praha.cz

FORUM ENERGETYKÓW

GRE 2014

GOSPODARUJEMY RACJONALNIE ENERGIĄ

XIV Międzynarodowa Konferencja Naukowo-Techniczna

pod patronatem Wicepremiera i Ministra Gospodarki dra inż. Janusza Piechocińskiego
oraz Ministra Nauki i Szkolnictwa Wyższego prof. Leny Kolarskiej-Bobińskiej
Szczyrk 16-18 czerwca 2014

ORGANIZATORZY I WSPÓŁORGANIZATORZY

Narodowe Centrum Badań i Rozwoju

POLITECHNIKA OPOLSKA

VŠB TECHNICKÁ UNIVERZITA OSTRAVA 1849

ОДЕСЬКИЙ НАЦІОНАЛЬНИЙ УНІВЕРСИТЕТ ІМ. І. І. МЕЧНИКОВА 1865

nowa Energia

PATRONAT HONOROWY I NAUKOWY

Ministerstwo Gospodarki

Ministerstwo Nauki i Szkolnictwa Wyższego

PAN POLSKA AKADEMIA NAUK

Komitet Problemów Energetyki PAN

ZADANIE BADAWCZE Nr 1

LIDER KONSORCJUM

PARTNERZY PRZEMYSŁOWI

PARTNERZY NAUKOWI

ZADANIE BADAWCZE Nr 2

LIDER KONSORCJUM

PARTNERZY PRZEMYSŁOWI

PARTNERZY NAUKOWI

ZADANIE BADAWCZE Nr 3

LIDER KONSORCJUM

PARTNERZY PRZEMYSŁOWI

PARTNERZY NAUKOWI

ZADANIE BADAWCZE Nr 4

LIDER KONSORCJUM

PARTNER PRZEMYSŁOWY

Komitet Honorowy Forum Energetyków GRE 2014

- dr inż. Janusz Piechociński, wicepremier, minister gospodarki
- prof. Lena Kolarska-Bobińska, minister nauki i szkolnictwa wyższego
- prof. Krzysztof Kurzydłowski, dyrektor Narodowego Centrum Badań i Rozwoju
- prof. Ryszard Knosala, Senator RP
- prof. Piotr Wach, Senator RP
- prof. Marek Tukiendorf, rektor Politechniki Opolskiej
- dr inż. Henryk Majchrzak, prezes zarządu, PSE S.A.

Komitet Problemów Energetyki PAN

- prof. Chmielewski Andrzej, Instytut Chemii i Techniki Jądrowej, Warszawa
- prof. Chmielniak Tadeusz, czł. koresp. PAN, Politechnika Śląska, Gliwice
- dr hab. Chwieduk Dorota, Politechnika Warszawska, Przewodnicząca Europejskiego Stowarzyszenia Energetyki Słonecznej (IEES-Europe)
- prof. Domański Roman, Politechnika Warszawska
- prof. Dubiński Józef, czł. koresp. PAN, Główny Instytut Górnictwa
- prof. Graczyk Andrzej, Uniwersytet Ekonomiczny, Wrocław
- prof. Kabza Zdzisław, Politechnika Opolska
- prof. Kamrat Waldemar, Politechnika Gdańska
- prof. Kaproń Henryk, Politechnika Warszawska
- prof. Kiciński Jan, Instytut Maszyn Przepływowych PAN
- prof. Kolenda Zygmunt, Akademia Górniczo-Hutnicza, Kraków
- prof. Kozioł Joachim, Politechnika Śląska, Gliwice
- prof. Kozłowski Jan, czł. koresp. PAN, Uniwersytet Jagielloński, Kraków
- prof. Krzyżanowski Jerzy, Instytut Maszyn Przepływowych PAN, Gdańsk
- prof. Lewandowski Janusz, Politechnika Warszawska
- mgr inż. Lubera Dariusz, prezes zarządu, Tauron Polska Energia SA
- mgr inż. Łaskawiec Jerzy
- dr inż. Majchrzak Henryk, prezes zarządu, PSE SA
- prof. dr hab. Malko Jacek, Politechnika Wrocławska
- prof. Marecki Jacek, czł. rzecz. PAN, Politechnika Gdańska
- prof. Mikielewicz Jarosław, czł. koresp. PAN, Instytut Maszyn Przepływowych PAN, Gdańsk
- prof. Mokrzycki Eugeniusz, Instytut Gospodarki Surowcami Mineralnymi i Energią PAN, Kraków
- prof. Ney Roman, czł. rzecz. PAN, Instytut Gospodarki Surowcami Mineralnymi i Energią PAN, Kraków
- prof. Nowak Wojciech, Politechnika Częstochowska
- dr inż. Parczewski Zygmunt, Energsys, Warszawa
- prof. Paska Józef, Politechnika Warszawska
- prof. Pawlik Maciej, Politechnika Łódzka
- mgr inż. Piekacz Jacek, Przewodniczący Komitetu Polskiej Platformy Czystych Technologii Węglowych
- prof. Popczyk Jan, Politechnika Śląska, Gliwice
- prof. Siemek Jakub, czł. rzecz. PAN, Akademia Górniczo-Hutnicza, Kraków

- prof. Składzień Jan, Politechnika Śląska, Gliwice
- prof. Skorek Janusz, Politechnika Śląska, Gliwice
- prof. dr hab. Stępień Jan, Politechnika Świętokrzyska
- dr hab. inż. Ściążko Marek, Instytut Chemicznej Przeróbki Węgla, Zabrze
- prof. dr hab. Taler Jan, Politechnika Krakowska
- mgr inż. Tokarski Stanisław, prezes zarządu, Tauron Wytwarzanie SA
- dr hab. Wańkowicz Jacek, Instytut Energetyki, Warszawa
- prof. Weron Aleksander, Politechnika Wrocławska
- prof. Wójs Kazimierz, Politechnika Wrocławska
- prof. Wrochna Grzegorz, Instytut Problemów Jądrowych, Świerk
- dr hab. Zaporowski Bolesław, Politechnika Poznańska
- prof. Ziębik Andrzej, Politechnika Śląska, Gliwice

Komitet Naukowy Forum Energetyków GRE 2014

- prof. Zdzisław Kabza (przewodniczący), Politechnika Opolska
- prof. Tadeusz Chmielniak, czł. kor. PAN (przewod. Komitetu Problemów Energetyki PAN) Politechnika Śląska
- prof. Pavel Santarius, Uniwersytet Techniczny w Ostrawie
- prof. Pavel Kolat, Uniwersytet Techniczny w Ostrawie
- prof. Frantisek Janicek, Uniwersytet Techniczny w Bratysławie
- prof. Ivan Imriš, Uniwersytet Techniczny w Koszycach
- prof. Michal Kolcun, Uniwersytet Techniczny w Koszycach
- prof. Anton Mazurenko, czł. UAN, Uniwersytet Techniczny w Odessie
- prof. Ałła Denisowa, czł. UAN, Uniwersytet Techniczny w Odessie
- prof. L. A. Kiesova, Uniwersytet Techniczny w Kijowie
- prof. E. P. Pistun, Politechnika Lwowska
- prof. A. E. Zariankin, Moskiewski Instytut Energetyczny
- prof. Gerhard Bartodziej, Politechnika Opolska
- prof. Maciej Chorowski, Politechnika Wrocławska
- prof. Ludwik Cwynar, Instytut Energetyki, Warszawa
- prof. Jacek Wankowicz, Instytut Energetyki, Warszawa
- prof. Stanisław Drobniak, Politechnika Częstochowska
- prof. Wojciech Nowak, Akademia Górniczo-Hutnicza, Kraków
- prof. Zbigniew Gnutek, Politechnika Wrocławska
- prof. Jacek Malko, Politechnika Wrocławska
- prof. Maciej Pawlik, Politechnika Łódzka
- prof. Marek Pronobis, Politechnika Śląska
- prof. Andrzej Rusin, Politechnika Śląska
- prof. Józef Suchy, Akademia Górniczo-Hutnicza Kraków
- prof. Jan Taler, Politechnika Krakowska
- dr hab. inż. Sławomir Szymaniec, prof. Politechniki Opolskiej
- dr hab. inż. Sławomir Zator, prof. Politechniki Opolskiej (wiceprzewodniczący)

Komitet Naukowy CDS - Coal Dry Symposium

- dr hab. inż. Halina Pawlak-Kruczek, prof. Politechniki Wrocławskiej (przewodnicząca)
- prof. Klaus R.G. Hein, Professor Emeritus University of Stuttgart
- prof. Ioana Ionel, Universitatea Politehnica Timisoara
- dr hab. inż. Zbigniew Plutecki, prof. Politechniki Opolskiej (wiceprzewodniczący)
- dr inż. Janusz Lichota, Politechnika Wrocławska

Przewodniczący komitetu organizacyjnego

- dr hab. inż. Zbigniew Plutecki, prof. Politechniki Opolskiej (przewodniczący)
- mgr inż. Dorota Kubek (wiceprzewodnicząca)

Organizatorzy

- Politechnika Opolska
- Katedra Elektrowni i Systemów Pomiarowych oraz Katedra Zarządzania Energetyką
- Narodowe Centrum Badań i Rozwoju w Warszawie

Współorganizatorzy

- Uniwersytet Techniczny w Ostrawie VSB-TU Czechy, Ostrava, prof. Pavel Santarius
- Odeski Narodowy Politechniczny Uniwersytet Ukraina, Odessa, akademik Ałła Denisova
- Wydawnictwo Nowa Energia, Mariusz Marchwiak, prezes
- Wydawnictwo Nowa Energia, Dorota Kubek, redaktor naczelna

Gerard Lipiński, Narodowe Centrum Badań i Rozwoju w Warszawie

Realizacja koncepcji programu strategicznego *Zaawansowane technologie pozyskiwania energii*

Strategiczny program badań naukowych i prac rozwojowych *Zaawansowane technologie pozyskiwania energii* ma na celu opracowanie rozwiązań technologicznych, których wdrożenie przyczyni się do zmniejszenia negatywnego wpływu sektora energetyki na środowisko. Rozwiązania te ułatwią ograniczenie emisji zanieczyszczeń do powietrza oraz osiągnięcie celów UE określonych w Strategii 3x20 (poprawa efektywności energetycznej o 20%, zwiększenie udziału energii odnawialnej do 20% i redukcja emisji CO_2 o 20% w łącznym bilansie UE do 2020 r., w odniesieniu do 1990 r.). Znaczącym, chociaż nie podkreślonym we wstępnych założeniach, skutkiem prac programu jest rozwój technologii powodujących zmniejszenie emisji pyłów, tlenków azotu i tlenków siarki do powietrza.

Struktura organizacyjna

Po pracach mających na celu uszczegółowienie strategicznego programu badań naukowych i prac rozwojowych pt.: *Zaawansowane technologie pozyskiwania energii* w następstwie konkursów przeprowadzonych w 2009 r., od 2010 r. realizowane są 4 zadania badawcze (projekty):

- *Opracowanie technologii dla wysokosprawnych „zero-emisyjnych" bloków węglowych zintegrowanych z wychwytem CO_2 ze spalin*, którego Liderem jest Politechnika Śląska, a kierownikiem prof. dr hab. inż. Tadeusz Chmielniak,
- *Opracowanie technologii dla spalania tlenowego dla kotłów pyłowych i fluidalnych zintegrowanych z wychwytem CO_2*, którego Liderem jest Politechnika Częstochowska, a kierownikiem prof. dr hab. inż. Wojciech Nowak,
- *Opracowanie technologii zgazowania węgla dla wysokoefektywnej produkcji paliw i energii elektrycznej,* którego Liderem jest Akademia Górniczo-Hutnicza, a kierownikiem prof. dr hab. inż. Andrzej Strugała,
- *Opracowanie zintegrowanych technologii wytwarzania paliw i energii z biomasy, odpadów rolniczych i innych*, którego Liderem jest Instytut Maszyn Przepływowych PAN, a kierownikiem prof. dr hab. inż. Jan Kiciński.

Zakończenie ww. projektów planowane jest w I połowie 2015 r.

Od 2011 r. funkcjonuje uzupełniany dwukrotnie Komitet Sterujący tego programu. Aktualny skład pozwolił na wejście w jego skład przedstawicieli przedsiębiorców, administracji rządowej i nauki. Członkami tego gremium są obecnie:

- dr inż. Wojciech Jaworski - w KS od grudnia 2012 r., a od maja 2013 r. - Przewodniczący KS,
- Elżbieta Wróblewska - przedstawicielka Ministerstwa Gospodarki - w KS od maja 2013 r.,
- Maciej Kiełmiński - przedstawiciel Ministerstwa Nauki i Szkolnictwa Wyższego - w KS od maja 2013 r.,
- dr Igor Mitroczuk - przedstawiciel Ministerstwa Środowiska - w KS od maja 2013 r.,
- Witold Szczypiński - wiceprezes zarządu Grupy Azoty S.A. - w KS od grudnia 2012 r.,
- prof. dr hab. Krzysztof Szamałek - w KS od grudnia 2012 r.,
- prof. dr hab. inż. Janusz Terpiłowski - w KS od grudnia 2012 r.,
- prof. dr hab. inż. Tomasz Dobski - przewodniczący KS I kadencji w latach 2011-2013, nadal członek KS,
- prof. dr hab. inż. Zdzisław Kabza, w KS od 2011 r.,
- prof. dr hab. inż. Krzysztof Warmuziński, w KS od 2011 r.,

- Grzegorz Wiśniewski - prezes Instytutu Energetyki Odnawialnej, w KS od 2011 r.

Funkcję Sekretarza KS w latach 2011-2013 pełniła pani Małgorzata Kostrzewa, a od października 2013 funkcję tę pełni pani Magdalena Margas.

Koordynatorem programu jest od 2011 r. autor tego artykułu.

Zadania badawcze programu obejmują dwa kluczowe obecnie dla energetyki polskiej obszary wytwarzania: energetykę konwencjonalną i odnawialne źródła energii. Stąd w konsorcjach realizujących projekty można znaleźć większość najsilniejszych uczelni i instytutów działających w tych obszarach w Polsce (poza wymienionymi wcześniej Liderami występują: Politechnika Łódzka, Politechnika Warszawska, Politechnika Wrocławska, Politechnika Krakowska, Instytut Chemicznej Przeróbki Węgla, Instytut Energetyki, Główny Instytut Górnictwa). Drugim filarem konsorcjów są partnerzy przemysłowi:

- przedsiębiorstwa energetyczne, w tym spółki grup TAURON, PGE i ENERGA,
- firmy związane z produkcją istotnych elementów bloków energetycznych RAFAKO S.A. i FOSTER-WHEELER POLSKA Sp. z o.o.,
- sektor wydobycia węgla reprezentują Południowy Koncern Węglowy S.A. (Grupa TAURON) oraz Katowicki Holding Węglowy S.A.,
- są też tak poważne koncerny zajmujące się nie tylko energetyką lub górnictwem węgla, jak KGHM S.A. i Grupa Azoty S.A.,
- ważnym i dynamicznym partnerem jest EUROL Innovative Technology Solution Sp. z o.o.

Zakres i główne efekty prac realizowanych w programie

Konsorcja podeszły do realizacji zadań programu strategicznego w sposób interdyscyplinarny, uwzględniając zarówno aspekty techniczne, środowiskowe, ekonomiczne, jak i społeczne. Odpowiada to koncepcji podejścia łączącego strategiczne cele polityki Państwa w obszarze energii i środowiska, zawarte w dokumentach dotyczących polityki energetycznej i ekologicznej, a także badań naukowych.

Prace programu nie mają jedynie charakteru teoretycznego, nie bazują jedynie na przeglądach literatury i obliczeniach modelowych. Prowadzone są także badania laboratoryjne, powstają instalacje badawcze, a prace wykonywane są też na rzeczywistych obiektach, takich jak bloki energetyczne lub kopalnie.

W efekcie prac udaje się osiągać wyniki pozwalające na zmniejszenie emisji najważniejszych zanieczyszczeń (pyłów, NOx i SO_2) znacznie poniżej standardów emisyjnych ustanowionych w Dyrektywie 2010/75/UE w sprawie emisji przemysłowych[1]. Należy zauważyć, że osiągnięcia te nie są „sztuką dla sztuki", ponieważ standardy emisyjne dotyczące dużych źródeł energetycznego spalania paliw nie są jedynym ograniczeniem emisji do powietrza substancji szkodliwych. Z punktu widzenia strategii państwa należy pamiętać o ograniczeniach wynikających z krajowych pułapów emisyjnych, a z punktu widzenia lokalnego - o konieczności utrzymywania odpowiedniej jakości powietrza, wynikającej z regulacji wynikających z Dyrektywy 2008/50/WE w sprawie jakości powietrza i czystszego powietrza dla Europy[2] (tzw. CAFE). W tym przypadku należy zwrócić uwagę na problemy związane z występowaniem nadmiernych ilości pyłu drobnego zawieszonego w powietrzu wielu stref zarówno w Polsce, jak i w innych krajach europejskich. Pył ten ma wpływ na problemy zdrowotne mieszkańców, w szczególności na większą zachorowalność na choroby układu oddechowego (np. astmę) i krążenia. Najbardziej narażonymi grupami są dzieci i osoby starsze. Ponadto występują inne problemy związane ze środowiskiem, takie jak kwaśne deszcze lub eutrofizacja. Bezpośrednie koszty dla społeczeństwa Unii Europejskiej oszacowane zostały na 23 mld euro rocznie, a koszty pośrednie związane z negatywnym wpływem na zdrowie szacowane są w zakresie 330-940 mld euro i stanowią 3-9% produktu krajowego brutto (GDP) UE[3].

Zewnętrzne zainteresowanie programem

Widząc takie dane, nietrudno zrozumieć, że finansowany z budżetu krajowego program strategiczny *Zaawansowane technologie pozyskiwania energii* znalazł zainteresowanie partnerów zagranicznych i Komisji Europejskiej. Pozwoliło to na przedstawienie w 2012 r. prezentacji pokazujących możliwości wykorzystania wyników prac badawczych programu (zadania badawcze 1 i 2) do *retrofittingu* bloków energetycznych podczas warsztatów w Sarajewie[4] (organizowanych przez Komisję Europejską oraz władze Bośni i Hercegowiny), a także w Wiedniu[5] (Austria) - w Sekretariacie Traktatu Wspólnoty Energetycznej *(Energy Community)*. W 2013 r. zainteresowanie współpracą znanego od wielu lat na rynku tureckim wytwórcy kotłów (RAFAKO S.A.) z instytucjami naukowymi wyraziły władze w Ankarze, co umożliwiło przedstawienie odpowiednich informacji podczas warsztatów[6] organizowanych we współpracy z KE w kwietniu 2013 r.

W chwili pisania tego artykułu została otworzona możliwość zaprezentowania doświadczeń programu w zakresie energetycznego wykorzystania biomasy na warsztatach w Belgradzie (Serbia), organizowanych przez Komisję Europejską wspólnie z serbskim Ministerstwem Zasobów Naturalnych, Górnictwa i Planowania Przestrzennego.

Efekty programu zostały dostrzeżone przez Janusza Piechocińskiego - Wicepremiera i Ministra Gospodarki, a pozytywna opinia przekazana do ministra właściwego ds. nauki w lutym 2013 r. Wyniki prac programu są brane pod uwagę przez Departament Energetyki Ministerstwa Gospodarki w bieżących pracach dotyczących nowoczesnych technologii energetycznych.

Również minister właściwy ds. środowiska z uwagą obserwuje wyniki prac badawczych w programie. Na szczególną uwagę zasługuje w tym przypadku tematyka podziemnego zgazowania węgla, zawierająca wiele elementów niezbadanych do końca I dekady XXI w., która początkowo budziła kontrowersje i obawy dotyczące możliwości ich wykorzystania. Zdecydowany przełom przyniósł w tej kwestii rok 2013, w którym minister ten wyraził głębokie zainteresowanie prowadzonymi w ramach programu strategicznego badaniami, zamierzając wykorzystać ich wyniki w prowadzonych przez jego resort pracach legislacyjnych w zakresie geologii.

Również ze strony Ministerstwa Nauki i Szkolnictwa Wyższego daje się dostrzec zainteresowanie efektami prac prowadzonych w programie, wykraczające poza zakres standardowych sprawozdań. Dostrzeżono, że dialog polsko-amerykański nt. współpracy naukowo-technicznej obejmuje m.in. zagadnienie "Advanced Energy Systems and Carbon Capture", które jest bezpośrednio związane z obszarem prac programu. Okresowo są też monitorowane postępy w niektórych obszarach prac badawczych.

W 2013 r. zakończona została wykonywana przez niezależnych ekspertów ewaluacja *mid-term* programu pozwoliła stwierdzić, że realizacja programu strategicznego *Zaawansowane technologie pozyskiwania energii* przebiega prawidłowo.

Warto zauważyć, że wielu spośród Wykonawców zadań badawczych potrafiło wykorzystać synergię pomiędzy pracami realizowanymi w ramach programu strategicznego a pracami w ramach projektów finansowanych z innych źródeł. Świadczy to o tym, że są oni postrzegani jako partnerzy o co najmniej europejskiej renomie. Przykładami mogą być m.in. zaangażowanie w koordynowane przez AGH prace CC Poland Plus w ramach „Knowledge and Innovation Community INNOENERGY", składanie interesujących wniosków w konkursach o dofinansowanie w ramach tzw. „Mechanizmu Norweskiego" lub współpracę w ramach mniejszych konsorcjów w projektach finansowanych Programu Badań Stosowanych NCBR z udziałem partnerów przemysłowych. Duża jest aktywność w wymienionych obszarach Politechniki Śląskiej i Częstochowskiej, a także RAFAKO S.A. O synergii świadczy też wykorzystywanie w pracach programu infrastruktury Centrum Czystych Technologii Węglowych, którego budowa była finansowana z innych źródeł.

Wnioski

- Program strategiczny *Zaawansowane technologie pozyskiwania energii* wspiera realizację celów długookresowych polskiej polityki w obszarach energetyki, środowiska i nauki, wykorzystując badania z zakresu różnych dyscyplin naukowych.
- Zrealizowane dotychczas prace dały efekty interesujące nie tylko z punktu widzenia krajowego, mając wpływ na wzmocnienie zaangażowanych jednostek naukowych i przedsiębiorców.
- Wykonawcy programu tworzą silny europejski ośrodek zajmujący się tematyką czystych technologii węglowych.
- W wyniku analizy już zrealizowanych prac i ich zakresu zaplanowanego do końca realizacji zadań badawczych programu można dostrzec już teraz, że niektóre elementy wymagają dodatkowych badań np. w obszarze technologii materiałowych, regulacji turbin, ogniw paliwowych czy też wielkoskalowego przetwarzania i wykorzystywania dwutlenku węgla ze spalin.
- Badania wykonywane w rzeczywistych obiektach przed podjęciem decyzji inwestycyjnych mogą pozwolić na uniknięcie znacznych kosztów dla gospodarki np. takich, jakie były związane z użyciem nowego materiału w budowanych blokach energetycznych w Niemczech[7].
- Prace badawcze programu powinny być kontynuowane i rozwijane, niezależnie od źródeł finansowania tych prac, jednak dla realizacji celów polityki krajowej zasadnym byłoby zapewnienie środków finansowych z budżetu państwa. □

Bibliografia:

[1] http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=OJ:L:2010:334:0017:0119:pl:PDF

[2] http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=OJ:L:2008:152:0001:0044:pl:PDF

[3] http://ec.europa.eu/environment/air/index_en.htm

[4] http://ec.europa.eu/enlargement/taiex/dyn/taiex-events/library/detail_en.jsp?EventID=48937

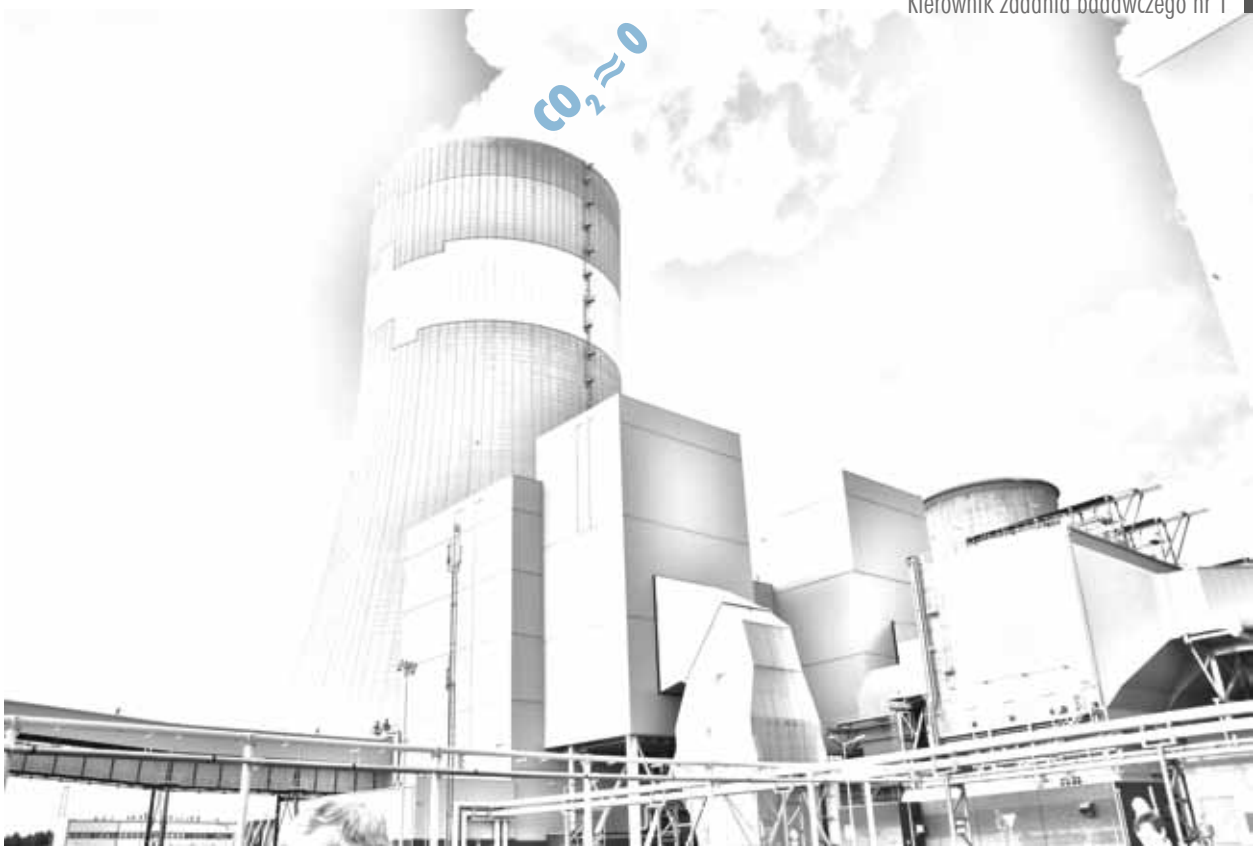
[5] http://www.energy-community.org/portal/page/portal/ENC_HOME/CALENDAR/Other_Meetings/2012/05_Oct/31_Oct

[6] http://ec.europa.eu/enlargement/taiex/dyn/taiex-events/library/detail_en.jsp?EventID=49005

[7] http://www.tuv.com/media/geschaeftsbericht/2011/new/pdf_5/TUEVGB11_Deutsch_Reportagen.pdf

Zadanie badawcze nr 1 pt.: „Opracowanie technologii dla wysokosprawnych "zero emisyjnych" bloków węglowych" finansowane przez Narodowe Centrum Badań i Rozwoju w ramach strategicznego programu badań naukowych i prac rozwojowych pt.: „Zaawansowane technologie pozyskiwania energii".

prof. dr hab. inż. Tadeusz Chmielniak, Instytut Maszyn i Urządzeń Energetycznych, Politechnika Śląska
Kierownik zadania badawczego nr 1



Opracowanie technologii dla wysokosprawnych „zero-emisyjnych" bloków węglowych zintegrowanych z wychwytem CO_2 ze spalin. Zadanie 1 Projektu Strategicznego Zaawansowane Technologie Pozyskiwania Energii

Mimo dynamicznego wzrostu udziału w produkcji elektryczności i ciepła niektórych rodzajów technologii źródeł odnawialnych (głównie wiatru i energii słonecznej) oraz przewidywanego wzrostu udziału w bilansie energetycznym technologii jądrowych, węgiel pozostaje dla Polski istotnym paliwem dla produkcji elektryczności i innych produktów. Rozwój technologii węglowych spełniających kryteria ekologiczne, ekonomiczne i eksploatacyjne pozostaje więc ważnym zadaniem nauki i przemysłu. Waga tego problemu wzrasta, jeśli uwzględnić wiek polskich instalacji energetycznych.

Z kierunkiem poszukiwania nowych technologii węglowych ściśle wiąże się tematyka CCS (wychwytu, transportu i składowania) CO_2. Powszechne zainteresowanie tym zagadnieniem jest spowodowane:

- Wzrastającą świadomością, że istotna redukcja emisji gazów cieplarnianych może mieć ważne znaczenie dla uniknięcia zmian klimatycznych.
- Przekonaniem, że istotna zmiana emisji nie może być osiągnięta nagle - przez zmianę paliw czy technologii. Warto wziąć bowiem pod uwagę fakt, że gospodarka światowa obecnie opiera się głównie na wykorzystaniu paliw kopalnych (85%). Nagła zmiana tej sytuacji wymaga czasu. Punkt wyjścia Polski jest jeszcze bardziej dramatyczny. Technologia CCS oferuje rozwiązanie dla procesów energetycznych i przemysłowych zanim inne technologie nie osiągną stanu dojrzałości komercyjnej.
- Wynikami obliczeń z wykorzystaniem stosowanych obecnie modeli termodynamiczno-ekonomicznych wskazujących, że do i poza 2030 r. technologia CCS może być efektywną ekonomicznie opcją redukcji emisji CO_2.

W okresie krótko i średnioterminowym ważnym zadaniem jest także poszukiwanie i zastosowanie przedsięwzięć zapewniających wzrost sprawności, niezawodności i elastyczności cieplnej instalacji energetycznych paliw kopalnych (co ma istotne znaczenie dla szerszego wprowadzenia źródeł odnawialnych do systemu energetycznego i efektywnej eksploatacji) przy jednoczesnym spełnieniu wymogów ochrony środowiska.

Ten obszar tematyczny w zakresie energetyki węglowej jest przedmiotem zainteresowania Zad.1: *Opracowanie technologii dla wysokosprawnych „zero-emisyjnych" bloków węglowych zintegrowanych z wychwytem CO_2 ze spalin* Projektu Strategicznego Zaawansowane Technologie Pozyskiwania Energii finansowanego przez NCBiR oraz Tauron PE S.A, Rafako S.A i EUROL S.A. Główne założenia, cele i strukturę Programu przedstawiono podczas poprzedniej edycji Konferencji oraz opublikowano w [1]. W niniejszym opracowaniu zwrócono uwagę na wybrane rezultaty projektu.

Ma on na celu :

- Opracowanie i weryfikację nowych koncepcji wzrostu sprawności obiegu siłowni kondensacyjnych (w tym o najwyższych ultra-nadkrytycznych parametrach pary),
- Opracowanie i sprawdzenie w skali pilotowej procesów wychwytu CO_2 ze spalin,
- Znalezienie rozwiązań technologicznych dla redukcji strat sprawności spowodowanych usuwaniem CO_2 ze spalin.

Osiągnięcie tych celów powinno przyśpieszyć i ułatwić wprowadzenie do polskiego systemu wytwarzania elektryczności prawie zero-emisyjnego bloku węglowego o wysokiej sprawności. Cele te są spójne z polityką energetyczną UE oraz polityką energetyczną Polski do 2030 r.

Wzrost sprawności

Wzrostu sprawności wytwarzania energii elektrycznej w układach siłowni parowych można oczekiwać jako następstwo:

- wzrostu parametrów pary pierwotnej i temperatury pary wtórnej,
- doskonalenia struktury obiegu,
- optymalizacji parametrów obiegu (np. dobór ciśnienia wtórnych przegrzewów, dobór przyrostów temperatury w podgrzewaczach),
- zmniejszania ciśnienia w skraplaczu łącznie z optymalizacją wylotów z turbiny,
- doskonalenia maszyn i urządzeń obiegu.

Wzrost sprawności musi być rozpatrywany nie tylko jako źródło poprawy efektywności techniczno-ekonomicznej istniejących i nowych bloków, ale także jako naturalny sposób ograniczenia emisji szkodliwych substancji, w tym CO_2. Z tego powodu zagadnienie to obok poprawy dyspozycyjności i elastyczności cieplnej jest bardzo istotne dla dalszego upowszechnienia węglowych bloków kondensacyjnych i elektrociepłowni rozpatrywanych zarówno bez, jak i z instalacjami CCS. Rozpatrywane w projekcie koncepcje wzrostu sprawności były sprawdzane dla bloku referencyjnego 900 MW o parametrach 650°C/670°C/30 MPa, który jednocześnie będzie spełniał wymagania *„capture ready"* (grupa tematyczna II, IV, VI). Analizę prowadzono dla dwóch rodzajów paliwa, węgla kamiennego i brunatnego o wartości opałowej odpowiednio 23 MJ/kg i 7,75 MJ/kg. Przyjęte parametry stanowią istotny postęp w stosunku do stosowanych w obecnie budowanych blokach, co wymagało zaprogramowania i prowadzenie rozległych badań materiałowych. Przedmiotem badań w projekcie były m.in. następujące tworzywa: stal SANICRO 25, stop niklu HR6W, nadstopy Ni: Alloy 617 i DMV617 mod. Koncepcja wyspy kotłowej dla tej klasy bloków została zaproponowana i opracowana przez Rafako. Wskaźniki pracy bloku dla nominalnego obciążenia przedstawiono w tabeli 1. W badaniach różnych rozwiązań służących doskonaleniu struktury obiegu rozważano wiele wariantów wykorzystania ciepła odpadowego ze spalin: do podgrzania czynnika w układzie regeneracji turbiny jako źródło ciepła w obiegu ORC oraz do suszenia węgla brunatnego podawanego do kotła [np. 2, 3, 4]. Podgrzewanie kondensatu ciepłem odebranym od spalin prowadzi do zmniejszenia strumienia pary kierowanego z upustów turbiny do podgrzewaczy regeneracyjnych. Powoduje to przyrost mocy elektrycznej turbozespołu dla tej samej wydajności kotła lub umożliwia zmniejszenie ilości pary wytwarzanej w kotle dla takiej samej mocy turbozespołu. Analiza wykazała, że możliwe przyrosty sprawności wytwarzania energii elektrycznej dla

bloku opalanego węglem kamiennym wynoszą od 0,15 p. p. dla odzysku ciepła w regeneracji niskoprężnej do 0,60 p. p. dla odzysku ciepła w regeneracji wysokoprężnej oraz odpowiednio od 0,39 p. p. do 1,25 p. p. dla odzysku ciepła dla bloku opalanego węglem brunatnym.

Tab. 1. Wskaźniki pracy bloku

Wielkość	Jedn.	Węgiel kamienny	Węgiel brunatny
Moc elektryczna (brutto)	MW_e	900,0	
Moc elektryczna (netto)	MW_e	832,5	
Sprawność obiegu	%	54,1	
Sprawność wytwarzania energii elektrycznej (brutto)	%	50,1	47,5
Sprawność wytwarzania energii elektrycznej (netto)	%	46,3	43,9
Jednostkowe zużycie ciepła	kJ/kWh	6791,1	
Jednostkowe zużycie energii chemicznej paliwa	kJ/kWh	7186,5	7583,4
Strumień CO_2 w spalinach	kg/s	171,1	207,4

W obecnym stadium realizacji projektu budowane są instalacje eksperymentalne wymienników do odzysku ciepła odpadowego oraz instalacje ORC, mające na celu uzyskanie informacji koniecznych do opracowania konkretnych konstrukcji przemysłowych.

W projekcie przeprowadza się także rozległe studia i analizy dotyczące bloku 50+ o parametrach pary 35MPa/700ºC /720ºC [np.5,6,7]. Ich zastosowanie umożliwia osiągnięcie bardzo ambitnego celu, a mianowicie przesunięcia granicy sprawności netto wytwarzania energii elektrycznej netto 46% do 50% i wyżej. Osiągniecie tej granicy wymaga jednakże istotnych zmian technologicznych oraz znaczącego postępu w inżynierii materiałowej. Badania prowadzone w projekcie dotyczą optymalizacji schematu cieplnego oraz wyboru koncepcji jego integracji z instalacją wychwytu CO_2.

Dyspozycyjność i niezawodność

Kryteria jakości instalacji energetycznych formułowane są nie tylko w odniesieniu do sprawności, ale także do zagadnień ich niezawodności, dyspozycyjności oraz elastyczności cieplnej. W projekcie sformułowano zadania w tym zakresie (grupa tematyczna III i IV). Dotyczą one głównie:

- opracowania metodyki wykorzystania zmian własności magnetycznych stali ferromagnetycznych w diagnostyce stanu technicznego,
- algorytmizacji stanu naprężenia w elementach maszyn energetycznych,
- badania elastyczności cieplnej.

W pierwszym przypadku badano możliwości oceny stanu tworzywa elementu ferromagnetycznego na podstawie parametrów magnetycznych (własnego magnetycznego pola rozproszenia WMPR i szumu Barkhausena) mierzonych na powierzchni. Stwierdzono, że wzajemne uzupełnianie metody pasywnej, opartej na wykorzystaniu pomiaru WMPR, oraz metody aktywnej, wykorzystującej szum Barkhausena, otwiera nowe możliwości diagnostyki opartej na pomiarze własności magnetycznych. Pomiary WMPR to zarówno szybkie badania powierzchni elementu w celu lokalizacji anomalii magnetycznych, jak i wstępna analiza przyczyn ich powstania. Pomiary szumu Barkhausena to lokalna ocena stanu naprężeń i deformacji oraz stopnia degradacji struktury [np. 8]. W drugim obszarze tematycznym opracowano algorytmy, które przy zastosowaniu dostępnych współcześnie komputerów klasy PC pozwalają wyznaczać naprężenia termiczne w elementach maszyn w czasie rzeczywistym. Stanowi to ważny aspekt nadzoru nad ich bezpieczeństwem. Znajomość stanu naprężeń w każdej chwili eksploatacji pozwala oszacować zagrożenie wynikające z postępujących procesów zużycia takich jak zmęczenie i pełzanie, a także zagrożenie kruchym pękaniem. W ramach badań opracowano algorytmy, z których jeden jest oparty na podejściu wykorzystującym *Green's Function Technique* (GFT), drugi zaś bazuje na sztucznej sieci neuronowej (SSN). Klasyczny algorytm GFT wiąże odpowiedź układu w postaci naprężeń wywołanych jednostkową zmianą wymuszenia, którą jest temperatura płynu omywającego analizowany element. Ponieważ algorytm wyznacza naprężenia w pojedynczym przekroju korzystanie z temperatury czynnika omywającego nie uwidacznia efektów zmienności temperatur wzdłuż elementu. Stąd zaproponowano modyfikację klasycznego algorytmu GFT tak ,aby zamiast temperatury czynnika omywającego analizować wpływ temperatury metalu elementu. Takie podejście uwzględnia wpływ temperatury obszarów sąsiednich na temperaturę analizowanego przekroju. Dzięki takiemu zabiegowi udało się istotnie poprawić dokładność wy-

znaczanych naprężeń nieustalonych. Równolegle opracowywano algorytm wyznaczania naprężeń w głównych elementach turbiny parowej za pomocą SSN. Jest to metoda, która symulując działanie ludzkiego mózgu, pozwala za pomocą prostych operacji matematycznych przekształcać sygnały wejściowe na informację wyjściową. W przypadku analizy naprężeń w elementach turbiny sieć odtwarza wartość naprężenia maksymalnego na podstawie wielkości wpływających na te naprężenia, którymi są wielkości pomiarowe. Wyznaczanie naprężeń za pomocą wytrenowanej SSN jest natychmiastowe. Zaletą metody jest również możliwość jej cyklicznego douczania, w miarę pozyskiwania nowych danych eksploatacyjnych. Obie przedstawione metody bardzo dobrze sprawdzały się jako metamodele wyznaczania naprężeń w nieustalonych stanach eksploatacji, pozwalając na uzyskanie rezultatów w czasie rzeczywistym, przy błędach odtwarzania nie przekraczających 5%. Odpowiednie badania w tym zakresie prowadzone sa zarówno dla turbin, jak i kotłów [np. 9].

W zakresie elastyczności cieplnej podstawowych maszyn i urządzeń prowadzone w projekcie badania skoncentrowane zostały na rozwiązaniach konstrukcyjnych, które umożliwiają złagodzenie efektów wysokich obciążeń nadkrytycznych bloków węglowych. Analizy prowadzone są zarówno na drodze symulacji numerycznych, jak i testów laboratoryjnych. Szczególną uwagę zwraca się na nieustalone stany pracy. Dotychczasowe analizy pozwoliły określić możliwy zakres skrócenia czasu rozruchu i odstawienia turbin nadkrytycznych, co znacznie poprawia elastyczność eksploatacji bloków węglowych. Wyniki pomiarów laboratoryjnych wraz z wynikami symulacji numerycznych służą do weryfikacji opracowywanego systemu diagnostycznego przeznaczonego do nadzoru warunków pracy nowoczesnych turbin na nadkrytyczne parametry pary. Opracowane procedury nadzoru diagnostycznego są aktualnie testowane z wykorzystaniem danych pomiarowych z istniejących bloków parowych.

Opracowanie i sprawdzenie w skali pilotowej procesów wychwytu CO_2 ze spalin

Zagadnienia wychwytu i transportu, i składowania dwutlenku węgla są przedmiotem badań w w różnych grupach tematycznych Projektu (Grupa I - opracowanie i sprawdzenie metodologii wielowymiarowej symulacji procesu, Grupa V - symulacje zeroprzestrzenne dla technologii absorpcji chemicznej, adsorpcji i separacji membranowej, badanie wykorzystania ogniw paliwowych, separacji w polu akustycznym, badania laboratoryjne różnych klas sorbentów, budowa mobilnej instalacji pilotowej dla technologii absorpcji chemicznej, badania instalacji pilotowej na dwóch obiektach rzeczywistych, Grupa VII - analiza wybranych zagadnień transportu i składowania) [np. 10, 11]. W marcu 2013 r. w ramach projektu uruchmiono Przewoźną Instalację Pilotową. Posiada ona wydajność 200 m3n/h. Obecnie jest to największa instalacja do realizacji procesu wychwytu CO_2 ze spalin w Polsce (rys. 1). Jej uruchomienie zostało poprzedzone wielorakimi badaniami laboratoryjnymi i półtechnicznymi. W dalszym etapie badań zostanie ona wykorzystana do weryfikacji różnych klas sorbentów i koncepcji doskonalenia struktury technologicznej pogłębionego odsiarczania spalin oraz procesów sorpcji i desorpcji dwutlenku węgla.

Znalezienie rozwiązań technologicznych dla redukcji strat sprawności spowodowanych usuwaniem CO_2 ze spalin

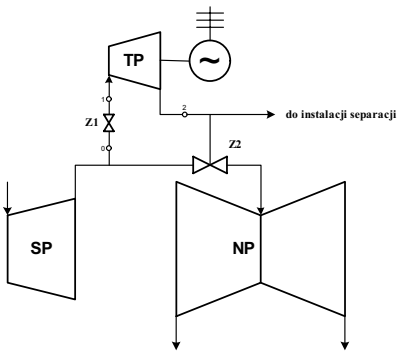
W projekcie przyjęto, że projektowana siłownia zostanie zintegrowaniu z instalacją separacji CO_2 metodą absorpcji chemicznej. Sorbentem stosowanym w tej instalacji

Rys. 1. Instalacja pilotowa aminowego usuwania CO_2 na terenie Elektrowni Łaziska - widok pracującej instalacji nocą. Całodobowe testy wychwytu CO_2 pozwalają sprawdzić stabilność pracy instalacji pilotowej

będą aminy o różnej wartości energochłonności. Rozważa się również zastosowanie amoniaku. Absorpcja chemiczna wymaga doprowadzenia znacznych ilości ciepła potrzebnego do regeneracji sorbentu. Użycie aminy o energochłonności 3,5 MJ/kgCO_2 powoduje, że około 32% ciepła dostarczonego do czynnika obiegowego w kotle musi zostać skierowane do instalacji separacji dla bloku opalanego węglem kamiennym. W przypadku węgla brunatnego udział ten wynosi 39%.

Przedmiotem analizy była możliwość zasilania w ciepło tej instalacji parą pobieraną z turbiny [np. 12, 13]. Spowoduje to spadek mocy turbozespołu i sprawności bloku zintegrowanego z instalacją separacji CO_2 oraz konieczność modernizacji turbiny i jej układu cieplnego. Analizowano dwa sposoby modernizacji turbiny poprzez dobudowanie dodatkowych stopni w części SP lub turbiny przeciwprężnej (rys. 2). Wskaźniki pracy bloku zintegrowanego z instalacją separacji CO_2 (z wykorzystaniem turbiny przeciwprężnej) o energochłonności sorbentu 3,5 MJ/kg CO_2 dla nominalnego strumienia pary wytwarzanej w kotle przedstawiono w tabeli 2.

Na osiągi bloku zintegrowanego z instalacją chemicznej separacji CO_2 największy wpływ mieć będzie energochłonność zastosowanego sorbentu. I tak dla energochłonności sorbentu 3,5 MJ/kg CO_2 spadek sprawności bloku brutto po dobudowaniu instalacji separacji wynosi 8 pkt. % dla węgla kamiennego i 9 pkt. % dla brunatnego. Zmniejszenie energochłonności o 1 MJ/kg CO_2 (z 3,5 do 2,5 MJ/kg CO_2) powoduje, że sprawność bloku brutto spadnie o ok. 5,1 pkt. % w przypadku węgla kamiennego, natomiast dla węgla brunatnego ten spadek wyniesie ok. 5,5 pkt. %.



Rys. 2. Schemat poboru pary do instalacji wychwytu z wylotu dobudowanej turbiny przeciwprężnej

Tab. 2. Wskaźniki pracy bloku zintegrowanego z instalacją wychwytu CO_2

Wielkość	Jedn.	Wartość	
		Węgiel kamienny	Węgiel brunatny
Strumień pary świeżej	kg/s	605,0	605,0
Strumień ciepła doprowadzonego w kotle	MW	1697,9	1697,9
Sprawność obiegu	%	44,01	42,44
Moc elektryczna turbiny parowej	MW	720,9	686,2
Moc elektryczna turbiny przeciwprężnej	MW	36,0	43,7
Moc elektryczna (brutto)	MW	756,9	729,9
Moc elektryczna (netto)	MW	633,2	598,0
Sprawność bloku (brutto)	%	42,1	38,5
Jednostkowe zużycie ciepła	kJ/kWh	8075,7	8374,6
Jednostkowe zużycie energii chemicznej paliwa	kJ/kWh	8545,9	9357,8

Uwagi końcowe

Złożoność badanych w projekcie technologii i procesów wymagała zastosowania w szerokim zakresie metod eksperymentalnych, analitycznych i numerycznych. W badaniach eksperymentalnych główną uwagę poświęcono realizacji pełnego cyklu badawczego obejmującego na ogół podstawowe badania laboratoryjne procesów, badań eksperymentalnych w większej skali (ułamkowo-technicznej) i w skali pilotowej. Dobrym przykładem są tu badania separacji CO_2 ze spalin oraz nowych koncepcji odsiarczania spalin. Rozwiązanie części zadań wymagało przygotowania i przeprowadzenia badań na obiektach rzeczywistych (instalacjach pracujących bloków), co jest zawsze dużym wyzwaniem w projektach naukowych. Jednym z celów projektu było opracowanie modeli złożonych procesów i technologii energetycznych i przeprowadzenie z ich wykorzystaniem szerokich analiz parametrycznych i optymalizacyjnych. Zadania te zostały i są rozwiązywane z wykorzystaniem algorytmów i kodów własnych oraz kodów komercyjnych dedykowanych do określonych klas zagadnień (ASPEN Plus, ANSYS CFX, Solidworks, Ebsilon, Gate Cycle i inne).

Aktualny stopień realizacji Zadania odpowiada przyjętemu harmonogramowi. Wszystkie merytoryczne cele są osiągane. Dotyczy to zarówno nowych informacji konstrukcyjnych (studiów konstrukcyjnych i projektowych), instalacji badawczych (w tym pilotowych), stopnia upowszechnienia wyników (publikacje naukowe, seminaria i konferencje naukowe), jak i kształcenia kadr i procesów wdrożeniowych. Wszystkie zaintersowane osoby i podmioty przemysłowe zainteresowane wynikami projektu mogą zwracać się do biura projektu dla uzyskania odpowiednich informacji. □

Literatura

[1] Nowa Energia 2(26) 2012.

[2] Łukowicz H, Chmielniak T, Kochaniewicz A, Mroncz M.: An analysis of the use of waste heat from exhaust gases of a brown coal-fired power plant for drying coal, Rynek Energii 1(92)/2011, 157-163.

[3] Łukowicz H, Kochaniewicz A.: Analysis of the use of waste heat obtained from coal-fired units in Organic Rankine Cycles and for brown coal drying, Energy, Available online 9 April 2012, ISSN 0360-5442, 10.1016/j.energy.2012.03.035.

[4] Łukowicz H., Kochaniewicz A.: Analysis of the use of waste heat in the turbine regeneration system of a 900 MW supercritical coal-fired power unit. Energetyka, ISSN 0013-7294, 2013, nr 11 str. 790-794.

[5] Stępczyńska K., Łukowicz H., Dykas S.: Obliczenia ultra-nadkrytycznego bloku węglowego o mocy 900 MW z odzyskiem ciepła ze spalin, Archiwum Energetyki, tom XLII (2012), nr 2, 155-164.

[6] Bochon K., Stępczyńska K., Dykas S.: Analiza technologii wychwytu CO_2 pod kątem ich zastosowania dla bloków dużej mocy, Systems - Journal of Transdysciplinary Systems Science, Vol.17 (2012), Special Issue, 33-39.

[7] Stępczyńska K., Kowalczyk Ł., Dykas S., Elsner W.: Calculation of a 900 MW conceptual 700/720°C coal-fired power unit with an auxiliary extraction-backpressure turbine, Journal of Power Technologies, Vol. 92, No 4 (2012).

[8] Roskosz M., Bieniek M.: Analysis of the universality of the residual stress evaluation method based on residual magnetic field measurements, NDT&E International 54 (2013) str. 63-68.

[9] Nowak G., Rusin A.: Shape and operation optimisation of a supercritical steam turbine rotor, Energy Conversion and Management, 10.1016/j.enconman.2013.06.037, 2013.

[10] Witkowski A., Rusin A., Majkut M., Rulik S., Stolecka K.: Comprehensive analysis of pipeline transportation systems for CO_2 sequestration. Thermodynamics and safety problems, Energy Conversion and Management, Volume 76, 2013, Pages 665-673.

[11] Rusin A., Stolecka K.: Hazard to the environment caused by Carbon Capture and Storage (CCS) technologies, Polish Journal of Environmental Studies, nr 1, 2013, str. 205-211.

[12] Łukowicz H., Mroncz M.: Basic technological concepts of a "capture ready" power plant", Energy Fuels, DOI: 10.1021/ef201669g.

[13] Stępczyńska-Drygas K., Łukowicz H. Dykas S.: Calculation of an advanced ultra-supercritical power unit with CO_2 capture installation, Energy Conversion and Management, Vol. 74, Październik 2013, s. 201-208, [on-line:] http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S019689041300280X.

reklama

ax BIO, modułowe rozwiązanie do zamiany biogazu w energię elektryczną

KWE-Technika Energetyczna Sp. z o.o. została utworzona w 1999 roku w celu współpracy z firmą Jenbacher Energie produkującą gazowe agregaty do skojarzonego wytwarzania energii elektrycznej i ciepła w instalacjach o mocach od 250 kW do ponad 4000 kW.

Zasadnicze obszary działania:
- Autoryzowane Przedstawicielstwo w Polsce firmy GE JENBACHER,
- Autoryzowany serwis fabryczny oferowanych urządzeń oraz oryginalne części zamienne,
- Rozwiązania kontenerowe instalacji CHP "pod klucz" przy współpracy z AB GROUP,
- Współpraca z firmami z zakresu techniki energetycznej,
- Organizowanie kompletnych projektów wraz z doradztwem technicznym, projektowaniem, wykonawstwem, uruchamianiem i finansowaniem.

Distributor & Service Provider
Jenbacher gas engines

KWE - Technika Energetyczna
AUTORYZOWANY PRZEDSTAWICIEL GE JENBACHER GAS ENGINES W POLSCE
TEL./FAX. +48 33 821 65 62 +48 33 821 50 93 - www.kwe.pl

dr inż. Krzysztof Bochon, prof. dr hab. inż. Tadeusz Chmielniak, Instytut Maszyn i Urządzeń Energetycznych, Politechnika Śląska

Analiza energetyczna oraz ekonomiczna instalacji wychwytu CO_2 z wykorzystaniem absorpcji chemicznej*

Słowa kluczowe: wychwyt CO_2, absorpcja chemiczna, analiza ekonomiczna.

Jednym z najistotniejszych problemów instalacji wychwytu dwutlenku węgla jest energochłonność. W czasie badań przeprowadzono zatem dokładną analizę energetyczną instalacji wychwytu CO_2. Jej podstawowym celem była ocena zapotrzebowania na energię do regeneracji sorbentu oraz zapotrzebowania na chłodzenie instalacji wychwytu, co jest niezbędne do oceny warunków współpracy instalacji wychwytu z blokiem energetycznym. Badania uzupełniono o analizę ekonomiczną instalacji wychwytu.

Jako technologię wychwytu CO_2 ze spalin, dla bloku energetycznego na parametry nadkrytyczne, przyjęto absorpcję chemiczną, z zastosowaniem rozpuszczalnika aminowego. Jest to metoda, która jest najczęściej brana pod uwagę w komercyjnych instalacjach energetycznych, bazujących na tradycyjnym spalaniu. Analizę energetyczną prowadzono w oparciu o obliczenia z wykorzystaniem komercyjnego programu do analizy procesów chemicznych Aspen Plus.

W wyjściowym wariancie instalacji osiągnięto wynik w postaci współczynnika zapotrzebowania ciepła do regeneracji na poziomie 3,49 MJ/kg CO_2. Obliczenia wykonano także dla wariantu, w którym skropliny z separatora CO_2/H_2O za desorberem trafiają do absorbera, a nie do desorbera, jak w wariancie wyjściowym. W tym przypadku uzyskano korzystniejszy wskaźnik zapotrzebowania ciepła do regeneracji, który wynosił 3,43 MJ/kg CO_2.

Analizę ekonomiczną przeprowadzono w oparciu o wskaźnik NPV (Net Present Value), stwierdzając, że dla obecnych warunków techniczno-ekonomicznych budowa instalacji wychwytu jest nieopłacalna. Cena graniczna uprawnień do emisji CO_2, przy której NPV = 0, wyniosła 162,71 zł/Mg.

Przeprowadzono również analizę wrażliwości, w której określono cenę graniczną uprawnień do emisji CO_2 w zależności od kosztu wytwarzania energii elektrycznej dla różnych wartości kosztów inwestycyjnych. □

Praca powstała w wyniku realizacji Programu Strategicznego pn. „Zaawansowane technologie pozyskiwania energii"

prof. dr hab. inż. Tadeusz Chmielniak, mgr inż. Paweł Pilarz, Instytut Maszyn i Urządzeń Energetycznych, Politechnika Śląska

Model odazotowania spalin bloków węglowych w technologii selektywnej redukcji katalitycznej (SCR)*

W pracy zostały zaprezentowane metody redukcji emisji tlenków azotu wraz z dokładniejszą analizą selektywnej redukcji katalitycznej (SCR). Pozwala ona na osiągnięcie wysokiego stopnia redukcji NOx (powyżej 90%), jednak nie jest to technologia idealna. Niekorzystnym wynikiem działania SCR są reakcje dążące do tworzenia SO_3 oraz soli siarczanowych i amonowych, które zanieczyszczają powierzchnię katalizatora oraz pył, zmniejszając w ten sposób możliwość jego późniejszego wykorzystania.

W części badawczej przedstawiono wyniki modelowania reaktora SCR za pomocą programu *Ebsilon Professional®*. Analizie zostało poddane umiejscowienie reaktora SCR w ciągu technologicznym oczyszczania spalin wraz z jego wpływem na proces odazotowania. Obliczeniom poddano trzy lokalizacje instalacji: *High-dust SCR* - katalizator jest zainstalowany między podgrzewaczem wody a podgrzewaczem powietrza, spaliny w tym przypadku zawierają pyły oraz dwutlenek siarki; *Low-dust SCR* - reaktor redukuje NOx ze spalin odpylonych w elektrofiltrze; *Low-dust Tail-end SCR* - to instalacja redukująca stężenie tlenków azotu ze spalin odpylonych oraz odsiarczonych. Analizie poddano również zależności między składem spalin a przebiegiem procesu odazotowania w katalizatorze. □

Praca powstała w wyniku realizacji Programu Strategicznego pn. „Zaawansowane technologie pozyskiwania energii"

mgr inż. Daniel Czaja, prof. dr hab. inż. Tadeusz Chmielniak, dr inż. Sebastian Lepszy, mgr inż. Katarzyna Stępczyńska-Drygas,
Politechnika Śląska

Opłacalność układu gazowo-powietrznego jako jednostki wytwórczej*

Układy gazowo-powietrzne wykorzystują w swojej strukturze zespół turbiny gazowej jako górne źródło ciepła. W celu lepszego porównania układów gazowo-powietrznych z gazowo-parowymi rozsądnym wydaje się być zastosowanie tej samem turbiny gazowej. Zdecydowano się zastosować zespoły turbiny gazowej o mocy z przedziału ok. 5-25 MW. Biorąc pod uwagę fakt, że czynnik dolnego obiegu układu gazowo-powietrznego charakteryzuje się niską pojemnością cieplną, analizowane układy mają większą szansę konkurować z układami gazowo-parowymi w przedziale małych mocy. Turbiny gazowe, których dane wykorzystywane są w obliczeniach znajdują miejsce w komercyjnych jednostkach układów kombinowanych gazowo-parowych. W artykule przedstawiono wyniki optymalizacji termodynamicznej różnych konfiguracji układów gazowo-powietrznych oraz określono koszty jednostkowe dla analizowanych układów celem przeprowadzenia analizy ekonomicznej. Wyniki odniesiono do osiągów rzeczywistych układów gazowo-parowych. Określono wielkości, które mają decydujący wpływ na opłacalność, a także konkurencyjność analizowanych jednostek w stosunku do powszechnie znanej technologii układów gazowo-parowych. Finalną wielkością porównywalną w obliczeniach jest cena za 1 MWh energii elektrycznej. Należy przy tym zaznaczyć, że rozważanymi układami są tutaj tylko jednostki wytwórcze, gdzie jedynym produktem jest energia elektryczna. W uwagi na dynamiczny charakter zmian legislacyjnych w stosunku do zagadnień wspierania niektórych technologii wytwarzania energii elektrycznej, w przeprowadzonych obliczeniach nie rozważano dodatkowych potencjalnych przychodów ze sprzedaży świadectw pochodzenia.

Praca powstała w wyniku realizacji Programu Strategicznego pn. „Zaawansowane technologie pozyskiwania energii"

dr hab. inż. Piotr Duda, prof. PK, mgr inż. Łukasz Felkowski, Instytut Maszyn i Urządzeń Energetycznych, Politechnika Krakowska

Analiza pracy wężownicy przegrzewacza pary w warunkach pełzania*

Celem artykułu jest modelowanie pracy wężownicy przegrzewacza pary SH3. Wykonany jest on ze stali austenitycznej Super 304H. Temperatura obliczeniowa T przegrzewacza SH3 to 604°C, zaś ciśnienie obliczeniowe p działające na wewnętrzną powierzchnię rur wynosi 284 bar. Wysoka temperatura pracy sprawia, że przegrzewacz pracuje w warunkach pełzania.

Przedstawione zostanie zaproponowane równanie pełzania. Współczynniki w równaniu wyznaczone są na podstawie badań przeprowadzonych w Instytucie Metalurgii Żelaza w Gliwicach. Opracowany model aproksymujący odkształcenia pełzania w zależności od czasu i naprężeń przedstawiony będzie w postaci trójwymiarowej powierzchni.

Następnie opisana będzie analiza numeryczna odpowiedzi układu rur przegrzewacza pary na jedno ze sposobów zamocowań rur wieszakowych oraz na ich regulację. Obliczenia wykonane są w programie Bentley AutoPipe.

W miejscu koncentracji naprężeń dokonana będzie szczegółowa analiza pracy rur przegrzewaczy w warunkach pełzania przy wykorzystaniu programu ANSYS Mechanical.

Przeprowadzone analizy pozwolą na oszacowanie czasu pracy rur przegrzewacza oraz określenie jego zużycia dla wybranego czasu eksploatacji.

Pracę wykonano w ramach Projektu Rozwojowego - *Ocena zachowania się i prognoza długotrwałej pracy stali nowych generacji na elementy kotłów eksploatowanych powyżej temperatury granicznej.* □

Praca powstała w wyniku realizacji Programu Strategicznego pn. „Zaawansowane technologie pozyskiwania energii"

prof. dr hab. inż. Janusz Kotowicz, dr inż. Katarzyna Janusz-Szymańska, mgr inż. Aleksandra Dryjańska, Politechnika Śląska

Analiza możliwości zwiększenia sprawności elektrowni typu oxy przez zastosowanie układu hybrydowego do separacji tlenu*

W artykule przedstawiono elektrownię, pracującą w technologii spalania tlenowego, o nadkrytycznych parametrach pary 29 MPa i 600/620°C. Omówiono założenia do obliczeń termodynamicznych układu oraz ich wyniki. Wyznaczono podstawowe wskaźniki energetyczne badanego bloku, tj. moc potrzeb własnych i sprawność wytwarzania energii elektrycznej. Opisano wpływ zużycia energii elektrycznej przez instalację kriogenicznej separacji tlenu z powietrza na sprawność elektrowni, a także przeanalizowano możliwości obniżenia tej wielkości. Rozpatrzono dołączenie modułu membranowego do układu kriogenicznego. Zbadano dobór parametrów procesu rozdziału składników powietrza w celu obniżenia energochłonności instalacji tlenowni. Analizie poddano również wpływ tych parametrów na stopień odzysku i czystość produkowanego tlenu. □

Praca powstała w wyniku realizacji Programu Strategicznego pn. „Zaawansowane technologie pozyskiwania energii"

dr inż. Magdalena Jaremkiewicz, Instytut Maszyn i Urządzeń Energetycznych, Politechnika Krakowska

Eksperymentalne wyznaczanie stałych czasowych termometrów w funkcji prędkości przepływającego powietrza*

Problem dynamicznego błędu pomiaru temperatury czynnika jest bardzo istotny, szczególnie dla prawidłowej pracy układów regulacji temperatury. Przykładem może być regulator (schładzacz wtryskowy) pary przegrzanej - z uwagi na dużą bezwładność termometru, prawidłowy pomiar nieustalonej temperatury czynnika, a tym samym układu regulacji temperatury pary przegrzanej, jest daleki od doskonałości. W zależności od prędkości i ciśnienia czynnika roboczego, którego temperatura jest mierzona, można zastosować różne metody określania nieustalonej temperatury.

W przypadku, gdy czynnik przepływa z małą prędkością, jego nieustaloną temperaturę wyznacza się na podstawie przebiegu temperatury czujnika oraz wyznaczonej wcześniej zależności stałej czasowej termometru od prędkości omywającego go czynnika. Termometr jest traktowany jak model inercyjny I-go rzędu.

W pracy przedstawiona została metodyka wyznaczania stałych czasowych termometrów płaszczowych w funkcji prędkości przepływającego powietrza, którego temperatura jest mierzona. Na podstawie badań eksperymentalnych wyznaczono zależności na stałe czasowe dla termometrów o różnych średnicach i różnej budowie. Otrzymane funkcje można wykorzystać podczas pomiarów temperatury czynnika w celu określenia temperatury rzeczywistej w trybie on-line. Mogą one znaleźć zastosowanie podczas określania temperatury zarówno powietrza, jak i spalin, ze względu na podobne własności fizyczne obu czynników. □

Praca powstała w wyniku realizacji Programu Strategicznego pn. „Zaawansowane technologie pozyskiwania energii"

prof. dr hab. inż. Janusz Kotowicz, mgr inż. Adrian Balicki,
Instytut Maszyn i Urządzeń Energetycznych, Politechnika Śląska

Sposób wyznaczania charakterystyk ekonomicznych i oceny ryzyka dla bloku typu oxy z wysokotemperaturową membraną „three - end" do produkcji tlenu*

Abstrakt: W artykule analizie poddano układ nadkrytycznej elektrowni z cyrkulacyjnym kotłem fluidalnym pracującej w technologii oksyspalania. Do spalania węgla brunatnego w kotle użyto tlenu wytworzonego w wysokotemperaturowej membranie typu three - end. Model kotła fluidalnego zintegrowany został z instalacją suszenia paliwa, w której jako czynnik suszący wykorzystywany jest strumień rozprężonego azotu skierowanego z instalacji separacji powietrza. Zastosowano również instalację osuszania strumienia spalin oraz ich sprężania w procesie przygotowania do transportu. Modele kotła CFB, instalacji separacji tlenu (ASU) oraz instalacji przygotowania strumienia spalin do transportu (CC) zbudowano w programie GateCycle™. W artykule pokazano metodologię wyznaczania charakterystyk ekonomicznych badanego układu przy założeniu, że wartość zaktualizowana netto inwestycji (NPV) będzie równa zero. W ramach obliczeń ekonomicznych przedstawiono sposób określenia nakładów inwestycyjnych w funkcji zmiany parametru termodynamicznego jakim jest stopień odzysku tlenu w membranie wysokotemperaturowej (R). Pokazano również sposób oceny ryzyka inwestycji, do której określenia wykorzystana została metoda Monte Carlo.

Słowa kluczowe: membranowa separacja powietrza, analiza ryzyka, analiza ekonomiczna. □

*Praca powstała w wyniku realizacji Programu Strategicznego pn. „Zaawansowane technologie pozyskiwania energii"

prof. dr hab. inż. Janusz Kotowicz, dr inż. Łukasz Bartela, mgr inż. Dorota Mikosz, Politechnika Śląska

Analiza termodynamiczna bloku dwupaliwowego zintegrowanego z absorpcyjną instalacją separacji CO_2*

Słowa kluczowe: separacja CO_2, analiza termodynamiczna, układ dwupaliwowy.

W opracowaniu zaprezentowano rezultaty analizy termodynamicznej bloku węglowego na parametry nadkrytyczne o mocy elektrycznej brutto 900 MW z kotłem pyłowym na węgiel kamienny. Układ ten zintegrowany jest z absorpcyjną instalacją separacji CO_2. W bloku dla generacji ciepła wymaganego dla realizacji procesu desorpcji wykorzystano układ turbiny gazowej.

Analizy przeprowadzono dla dwóch wariantów tego układu. W pierwszym przypadku w skład układu prócz turbiny gazowej wchodzi parowacz zasilany spalinami opuszczającymi ekspander turbiny gazowej. Drugi, bardziej rozbudowany wariant, zakłada zabudowę układu gazowo-parowego z kotłem odzyskowym jednociśnieniowym oraz turbiną parową przeciwprężną. Przedstawiono sposób wyznaczania sprawności wytwarzania energii elektrycznej oraz zdefiniowanych w pracy podstawowych wskaźników oceny energetycznej badanego bloku. Wielkość układu turbiny gazowej dobrano z uwagi na zapotrzebowanie na ciepło procesu desorpcji, przyjmując wartość jednostkowego zapotrzebowania na poziomie 4 MJ/kg CO_2. Wyniki analiz uzyskane dla dwóch wariantów bloku zintegrowanego z instalacją separacji porównano z rezultatami uzyskanymi w wyniku analizy bloku, gdzie separacja nie jest prowadzona.

**Praca powstała w wyniku realizacji Programu Strategicznego pn. „Zaawansowane technologie pozyskiwania energii"*

dr inż. Paweł Rączka, prof. dr hab. inż. Kazimierz Wójs, Politechnika Wrocławska

Wykorzystanie kondensacyjnego wymiennika ciepła odpadowego w bloku energetycznym*

W pracy przedstawiono algorytm obliczeń oraz wyniki badań wymiennika ciepła typu spaliny/woda z kondensacją pary wodnej zawartej w spalinach. Algorytm wykorzystano do obliczeń projektowych wymiennika ciepła w skali pilotażowej o mocy 380 kW. Zaprojektowany i zbudowany wymiennik wykonano jako krzyżowo-przeciwprądowy, z wężownicami wykonanymi z tworzywa PFA. Odzysk ciepła następuje ze spalin wylotowych kotła parowego z paleniskiem pyłowym zasilanego węglem brunatnym, pracującego w bloku energetycznym 360 MWe. Przyjęto podział wymiennika na część bezkondensacyjną (odzysk ciepła jawnego) oraz z kondensacją pary wodnej zawartej w spalinach (odzysk ciepła jawnego oraz utajonego). Miejscem podziału jest temperatura spalin (temperatura wodnego punktu rosy) w pobliżu rury, wyższa niż w rdzeniu strugi, przy której następuje kondensacja pary wodnej na powierzchni wężownicy. Do obliczeń wymiany ciepła w części bezkondensacyjnej zastosowano formuły, jak dla spalinowego podgrzewacza wody w kotle pyłowym. Z kolei do obliczeń wymiany ciepła i masy w części kondensacyjnej, pozwalających obliczyć pole wymiany ciepła, wykorzystano algorytm VDI. Pozwoliło to uzyskać bardziej wiarygodne wyniki niż przy metodzie Colburne'a-Hougen'a. Przedstawiono wyniki obliczeń cieplnych oraz geometrię zbudowanego wymiennika wraz z jego miejscem zabudowy. Następnie poddano weryfikacji uzyskane wyniki obliczeń z wynikami badań przeprowadzonymi na obiekcie. Uzyskano bardzo dobrą zgodność uzyskanych wyników z założeniami i wynikami obliczeń projektowych. □

Praca powstała w wyniku realizacji Programu Strategicznego pn. „Zaawansowane technologie pozyskiwania energii"

prof. dr hab. inż. Janusz Kotowicz, mgr inż. Piotr Łukowicz, Politechnika Śląska

Analiza wariantów integracji elektrociepłowni na parametry supernadkrytyczne z instalacją wychwytu dwutlenku węgla metodą absorpcji chemicznej*

Zapotrzebowanie na zero-emisyjne technologie energetyczne stawia przed projektantami zero-emisyjnych bloków wyzwanie polegające na zapewnieniu siłowni cieplnej instalacji wychwytu CO_2, którą charakteryzuje wysokie zapotrzebowanie na moc cieplną i elektryczną lub mechaniczną do realizacji procesu wychwytu i sprężania tego gazu. W artykule zdecydowano się na analizę wykorzystania absorpcji chemicznej do oczyszczania spalin z CO_2. Metoda ta charakteryzuje się dużym zapotrzebowaniem na ciepło, które służy do regeneracji sorbentu. W pracy przedstawiono sposób wyboru miejsca poboru pary do regeneracji, który uwzględnia wymaganą temperaturę do jakiej należy podgrzać sorbent. Kolejnym ważnym problemem jest zapewnienie mocy mechanicznej dla sprężarek CO_2. Dlatego praca obejmuje analizę różnych metod napędu sprężarek od silnika elektrycznego po turbiny parowe połączone w różny sposób z obiegiem. Każdy sposób analizowany jest pod kątem jego wpływu na maksymalna moc ciepłowniczą elektrociepłowni oraz na wskaźniki, takie jak PES i EUF. Oprócz samych wariantów integracji analizowany jest również w sposób parametryczny wpływ zapotrzebowania na ciepło do procesu wychwytu na możliwości zaspokojenia potrzeb sieci ciepłowniczej oraz wcześniej wymienione wskaźniki. Wszystkie wyniki porównane są z osiągami układu elektrociepłowni o tej samej strukturze i parametrach, lecz nie współpracującej z instalacją wychwytu. □

Praca powstała w wyniku realizacji Programu Strategicznego pn. „Zaawansowane technologie pozyskiwania energii"

prof. dr hab. inż. Janusz Kotowicz, mgr inż. Sebastian Michalski, Instytut Maszyn i Urządzeń Energetycznych, Politechnika Śląska

Analiza ryzyka ekonomicznego budowy supernadkrytycznego bloku typu oxy*

W pracy analizie poddana została elektrownia składająca się z następujących instalacji (elementów): kotła pyłowego typu oxy zasilanego węglem kamiennym, układu turbiny parowej, instalacji przygotowania do transportu i sprężania dwutlenku węgla oraz tlenowni wyposażonej w wysokotemperaturową membranę separacyjną typu four-end i układ turbiny gazowej. Moc bloku brutto jest równa 600 MW, parametry pary świeżej to 650°C/30 MPa, pary wtórnie przegrzanej to 670°C/6 MPa. Przeprowadzono analizę ekonomiczną takiego układu metodą UNIDO, wykorzystując wyniki analizy termodynamicznej, takie jak zależność sprawności wytwarzania energii elektrycznej bloku netto czy wskaźnika potrzeb własnych od stopnia odzysku tlenu w tlenowni oraz algorytm obliczeniowy wyznaczający nakłady inwestycyjne na budowę bloku oxy. Jako wskaźnik ekonomiczny wykorzystano graniczną cenę sprzedaży energii elektrycznej. Przedstawiono metodologię oraz wyniki obliczeń takiej analizy. Przedstawiono również analizę ryzyka ekonomicznego, wykorzystując metodę Monte Carlo. W artykule przedstawiono metodologię takiej analizy wraz z wynikami w postaci wykresów prawdopodobieństwa wystąpienia określonego przedziału warności granicznej ceny sprzedaży energii elektrycznej. Dodatkowo przedstawiono analizę wrażliwości opartą na algorytmie wykorzystanym do analizy ryzyka. □

Praca powstała w wyniku realizacji Programu Strategicznego pn. "Zaawansowane technologie pozyskiwania energii"

mgr inż. Aleksander Krótki, mgr inż. Adam Tatarczuk, dr inż. Lucyna Więcław-Solny, mgr inż. Dariusz Śpiewak, mgr inż. Tomasz Spietz, mgr inż. Marcin Stec, dr inż. Andrzej Wilk, Instytut Chemicznej Przeróbki Węgla

Absorpcja CO_2 w roztworach amin szansą obniżenia emisji krajowych elektrowni węglowych*

Słowa kluczowe: CCS, absorpcja aminowa, instalacja pilotowa, MEA.

Od kilku lat polityka klimatyczna Unii Europejskiej zwraca szczególną uwagę na obniżenie emisji gazów cieplarnianych, w szczególności CO_2 do atmosfery. Co prawda spowolnienie gospodarki UE, ze względu na światowy kryzys ekonomiczny, wyhamowało tempo inwestycji w technologie CCS (Carbon Capture and Sequestration), jednak procesy wychwytu transportu i składowania CO_2 w dalszym ciągu uznawane są przez Komisję Europejską za główne narzędzie w procesie redukcji emisji ditlenku węgla z dużych źródeł energetyki zawodowej.

Analizując dostępne opcje technologiczne i metody usuwania ditlenku węgla ze spalin bloków węglowych, najbardziej zaawansowaną pod względem technologicznym jest metoda polegająca na absorpcji CO_2 w roztworach amin - tzw. "post combustion capture", gdzie instalacja wychwytu CO_2 umiejscowiona jest w ciągu technologicznym po procesie spalania paliwa.

Realizowany przez Instytut Chemicznej Przeróbki Węgla program zadania badawczego nr 1, Programu Strategicznego „Zaawansowane technologie pozyskiwania energii" w obszarze technologii CCS obejmuje kompleksowe badanie sorbentów aminowych oraz proces optymalizacji absorpcji i desorpcji w układzie pracy ciągłej w skali laboratoryjnej i półtechnicznej. Dodatkowo uzyskana wiedza i doświadczenie zespołu we współpracy z Partnerami Przemysłowymi z Grupy TAURON, pozwoliły na zaprojektowanie i wykonanie pierwszej w Polsce Instalacji Pilotowej aminowego usuwania CO_2 ze spalin o wydajności 200 m^3n/h. Instalacja Pilotowa pozwala na prowadzenie badań absorpcji rzeczywistych spalin, pochodzących z klasycznego bloku węglowego, zawierającego ok. 13% obj. CO_2 w strumieniu, dla których uzyskano sprawność usuwania CO_2 powyżej 85%. □

Praca powstała w wyniku realizacji Programu Strategicznego pn. „Zaawansowane technologie pozyskiwania energii"

dr hab. inż. Henryk Łukowicz, prof. nadzw Pol. Śl., dr inż. Andrzej Kochaniewicz, mgr inż. Marcin Mroncz, Politechnika Śląska

Analiza możliwości pozyskiwania ciepła do instalacji separacji CO_2 z różnych źródeł dla bloku węglowego 900 MW*

W artykule rozpatrzono pracę nadkrytycznego bloku węglowego o mocy 900 MW po jego integracji z instalacją separacji dwutlenku węgla. Analizowaną metodą separacji CO_2 była absorpcja chemiczna o jednostkowej energochłonności procesu wychwytu 3,5 MJ/kg CO_2, gdzie sorbentem jest amina. Wskaźnik energochłonności został wyznaczony na podstawie wewnętrznych analiz. W artykule skupiono się na dwóch źródłach poboru ciepła do instalacji CO_2. Pierwsze źródło ciepła pochodziło z pary pobieranej z wewnątrz obiegu, a dokładnie z przelotni turbiny między częścią SP a NP. Po integracji obiegu cieplnego z układem wychwytu przeanalizowano zmianę warunków pracy bloku węglowego oraz zmianę wskaźników jego pracy. Opisano konieczne zmiany konstrukcyjne w turbinie, jakie muszą zostać dokonane w wyniku poboru pary do instalacji wychwytu. Drugim analizowanym źródłem ciepła doprowadzonym do instalacji wychwytu dwutlenku węgla było zewnętrzne źródło ciepła. W tym przypadku przeanalizowano możliwość dostawienia układu gazowo - parowego z turbiną przeciwprężną do zasilenia układu wychwytu. W analizie uwzględniono dodatkową ilość ciepła, jaką trzeba dostarczyć w celu wychwytu dwutlenku węgla z instalacji turbiny gazowej. Obliczenia zostały przeprowadzone dla bloku opalanego węglem kamiennym oraz brunatnym. □

Praca powstała w wyniku realizacji Programu Strategicznego pn. „Zaawansowane technologie pozyskiwania energii"

dr hab. inż. Henryk Łukowicz, prof. nadzw. Pol. Śl., mgr inż. Marcin Mroncz,
Instytut Maszyn i Urządzeń Energetycznych, Politechnika Śląska

Wpływ modernizacji układu turbiny po zintegrowaniu jej z układem separacji CO_2 na pracę bloku węglowego na parametry nadkrytyczne*

Budowa nowych bloków energetycznych dużych mocy, opalanych węglem kamiennym lub brunatnym, wiąże się z koniecznością zarezerwowania miejsca, na którym powstaną w przyszłości instalacje separacji i transportu CO_2. Istnieje wiele metod redukcji dwutlenku węgla, jednak obecnie największe możliwości do zastosowania w energetyce ma metoda absorpcji chemicznej. Metoda ta, a dokładniej proces regeneracji sorbentu, jest wysoko energochłonna, a wartość tej energochłonności zależy od zastosowanego sorbentu. Oprócz zapotrzebowania na ciepło, drugim bardzo ważnym elementem integracji jest temperatura podgrzania nasyconego CO_2 sorbentu.

W artykule analizowano obieg cieplny na nadkrytyczne parametry pary o mocy elektrycznej brutto 900 MWe, do którego została dołączona instalacja wychwytu CO_2. Do usuwania dwutlenku węgla zastosowano dwa rodzaje sorbentów. Pierwszy to wodny roztwór monoetanoloaminy (MEA), a drugi to wodny roztwór amoniaku. Ciepło potrzebne do desorpcji pierwszego sorbentu zostało przyjęte na poziomie 3,5 MJ/kg CO_2, a dla drugiego - 2,45 MJ/kg CO_2. Określono wskaźniki pracy bloku bez i z separacją dwutlenku węgla, w których ujęto pracę ośmiostopniowej sprężarki przekładniowej służącej do transportu usuniętego CO_2. Zaproponowano niezbędną modernizację układu turbiny i jej wpływ na pracę bloku. □

Praca powstała w wyniku realizacji Programu Strategicznego pn. „Zaawansowane technologie pozyskiwania energii"

mgr inż. Paweł Niegodajew, dr inż. Dariusz Asendrych, prof. dr hab. inż. Stanisław Drobniak,
Instytut Maszyn Cieplnych, Politechnika Częstochowska

Modelowanie procesu wychwytu CO_2 w technologii "Post-combustion capture"*

W pracy przedstawiono model numeryczny instalacji wychwytu dwutlenku węgla ze spalin przy użyciu wodnego roztworu monoetanolaminy (MEA). Prace nad modelem prowadzone są w Instytucie Maszyn Cieplnych (IMC) Politechniki Częstochowskiej w ramach Strategicznego Programu Badawczego - *Zaawansowane technologie pozyskiwania energii: Opracowanie technologii dla wysokosprawnych „zero-emisyjnych" bloków węglowych zintegrowanych z wychwytem CO_2 ze spalin*. Efektem prac badawczych są modele cząstkowe kolumn absorbera oraz desorbera, które zostały poddane weryfikacji danymi eksperymentalnymi z obiektu referencyjnego, jakim była instalacja laboratoryjna o przepustowości nominalnej 5m^3 gazów spalinowych, pracująca w Instytucie Chemicznej Przeróbki Węgla (IChPW) w Zabrzu. Modele kolumn instalacji wychwytu CO_2 uwzględniają wysoki stopień złożoności procesu, na który składają się hydrodynamika przeciwbieżnego przepływu 2-fazowego w złożu porowatym, egzo- i endotermiczne reakcje pochłaniania i uwalniania CO_2, przemiany fazowe oraz wymiana ciepła. W wyniku przeprowadzonych symulacji uzyskano szereg wyników, które pozwoliły na konstrukcję charakterystyk obydwu kolumn, tj. relacji pomiędzy parametrami procesu (natężeniami przepływu roztworu aminowego oraz gazów spalinowych, stopniami pochłonięcia CO_2, temperaturami wlotowymi mediów, mocą dostarczaną do desorbera), a wskaźnikami jego efektywności, tj. sprawnością wychwytu CO_2 oraz jednostkowym zużyciem ciepła. Uzyskane charakterystyki umożliwiają prowadzenie szczegółowych analiz procesu pod kątem jego optymalizacji.

Wyniki uzyskane przy użyciu opracowanego modelu numerycznego procesu CCS (ang. *carbon capture and storage*) potwierdzają możliwość uzyskania sprawności wychwytu na poziomie 90% przy jednoczesnej wartości ilości ciepła doprowadzonego na poziomie mniejszym niż 4MJ/kg CO_2 przy zastosowaniu monoetanolaminy jako sorbentu. Wyniki obliczeń numerycznych pokazują ponadto, iż optymalne warunki pracy instalacji odpowiadają stosunkowo wysokim wartościom stopnia pochłonięcia CO_2 przez MEA, które w obiegu instalacji wahają się w zakresie α= 0.35÷0.45.

Obecnie trwają prace nad zaimplementowaniem opracowanego modelu numerycznego do 0-wymiarowego modelu obiegu cieplnego bloku węglowego, dzięki czemu będzie możliwa kompleksowa analiza instalacji CCS w realnych warunkach przemysłowych. □

Praca powstała w wyniku realizacji Programu Strategicznego pn. „Zaawansowane technologie pozyskiwania energii"

prof. dr hab. inż. Janusz Kotowicz, mgr inż. Marcin Job, mgr inż. Mateusz Brzęczek,
Instytut Maszyn i Urządzeń Energetycznych, Politechnika Śląska

Metodologia obliczeń sprawności instalacji turbiny gazowej*

W artykule przedstawiono metodologię obliczeń sprawności izentropowej instalacji turbiny gazowej (zarówno kompresora, jak i ekspandera) na podstawie charakterystyk sprawności politropowej. Model turbiny gazowej został wykonany w programie komercyjnym GateCycle™. Analizie poddano turbinę gazową bez oraz z chłodzeniem międzystopniowym kompresora. Przedstawiono algorytm obliczeniowy sprawności izentropowej sprężarki powietrza na podstawie modelu iteracyjnego oraz algorytm obliczeniowy dla sprawności izentropowej ekspandera turbiny gazowej w oparciu o temperaturę na wlocie do ekspandera (TIT). Wykonano charakterystyki sprawności izentropowej sprężarki powietrza oraz ekspandera za pomocą wyżej wymienionych algorytmów obliczeniowych. □

Praca powstała w wyniku realizacji Programu Strategicznego pn. „Zaawansowane technologie pozyskiwania energii"

dr inż. Sebastian Rulik, dr inż. Andrzej Kochaniewicz,
dr hab. inż. Henryk Łukowicz, prof. nadzw. Pol. Śl., prof. dr hab. inż. Andrzej Witkowski, Politechnika Śląska

Analiza możliwości odzysku ciepła z procesu sprężania CO_2*

Sprężanie dwutlenku węgla jest jednym z najbardziej energochłonnych etapów całego cyklu procesu jego wychwytu oraz składowania (CCS - *Carbon Capture and Storage*). Głównymi problemami związanym z procesem sprężania CO_2 są znaczne strumienie objętościowe wychwyconego CO_2, który musi zostać poddany procesowi sprężenia oraz niezbędny wysoki spręż całkowity, który wymagany jest w celu zniwelowania strat przesyłu na znaczne odległości. Czynniki te powodują, że proces sprężania jest wysoce energochłonny. Niezbędna moc sprężarek, przyjmując sprawność wychwytu CO_2 na poziomie 90%, oscyluje w granicach 6-8% całkowitej mocy nominalnej turbozespołu.

Jedną z możliwości ograniczenia energochłonności tego procesu jest odzysk ciepła z procesu sprężania CO_2. W przedstawionej pracy analizowane będą dwie koncepcje odzysku ciepła. Pierwsza z nich dotyczy możliwości wykorzystania ciepła odpadowego z chłodnic międzystopniowych sprężarki CO_2 w układzie regeneracji bloku kondensacyjnego o mocy 900 MW. Druga z koncepcji dotyczy zastosowania dodatkowego modułu ORC, współpracującego ze sprężarką CO_2. Przedstawione warianty zostaną porównane oraz poddane szczegółowej analizie. W ramach przeprowadzonych studiów przyjęto, że do procesu sprężania CO_2 wykorzystana zostanie 8-stopniowa sprężarka przekładniowa lub koncepcyjna sprężarka dwustopniowa wykorzystująca zjawisko fali uderzeniowej. Obliczenia przeprowadzone zostaną w dwóch podstawowych konfiguracjach obejmujących blok opalany węglem kamiennym oraz brunatnym. □

Praca powstała w wyniku realizacji Programu Strategicznego pn. „Zaawansowane technologie pozyskiwania energii"

mgr inż. Dariusz Śpiewak, mgr inż. Aleksander Krótki, mgr inż. Tomasz Spietz,
mgr inż. Adam Tatarczuk, dr inż. Lucyna Więcław-Solny, dr inż. Andrzej Wilk,
Instytut Chemicznej Przeróbki Węgla

Poszukiwanie efektywnych sorbentów aminowych w procesie usuwania CO_2 z mieszanin gazowych*

Słowa kluczowe: CCS, absorpcja aminowa, MEA, AMP

Zgodnie z trendem w badaniach nad ograniczaniem emisji badania prowadzone w tym obszarze skupiają się na poszukiwaniu efektywnych sorbentów do zastosowania przemysłowego. Sorbenty te muszą się charakteryzować jak największą pojemnością absorpcyjną oraz relatywnie niską energią potrzebną do regeneracji. Powinny być także nieagresywne chemicznie, wykazywać się dużą odpornością na degradację. Często stosowanym, tanim i efektywnym sorbentem jest wodny roztwór etanoloaminy. Posiada on jednak wady takie jak: wysoka energia potrzebna do regeneracji, właściwości korozyjne dla stali oraz podatność na degradację zarówno termiczną, jak i oksydacyjną. Dlatego też celowe było by zminimalizowanie stężenia MEA w sorbencie lub zastąpienie jej innymi składnikami.

W pracy przedstawiono wyniki badań procesu usuwania CO_2 za pomocą sorbentów aminowych. Przebadano właściwości sorbentów wieloskładnikowych, zawierających w swoim składzie różne typy amin oraz dodatki cieczy organicznych. Porównano wyniki z roztworem wodnym etanoloaminy. Wykazano właściwości sorpcyjne porównywalne bądź lepsze od roztworu MEA. Wybraną mieszaninę poddano testom na stanowisku laboratoryjnym do badań usuwania dwutlenku węgla z gazów procesowych. Przedstawiono wyniki pokazujące wyższą sprawność i niższe zużycie energii na regenerację dla sorbentu wieloskładnikowego w porównaniu do MEA. □

Praca powstała w wyniku realizacji Programu Strategicznego pn. „Zaawansowane technologie pozyskiwania energii"

prof. dr hab. Andrzej Rusin, dr hab. inż. Grzegorz Nowak, dr inż. Marian Lipka, mgr inż. Adam Zalewski,
Instytut Maszyn i Urządzeń Energetycznych, Wydział Inżynierii Środowiska i Energetyki, Politechnika Śląska

Identyfikacja obszarów zagrożonych pękaniem w elementach turbin na parametry nadkrytyczne*

Nadkrytyczne parametry pary stosowane w nowych konstrukcjach maszyn i urządzeń energetycznych powodują generację wysokich naprężeń, wyższych niż w elementach bloków na parametry podkrytyczne. Pomimo stosowania w budowie turbin i kotłów nowych materiałów stopień ich wytężenia jest wysoki. W pracy przedstawiono analizę stanu naprężenia w elementach turbiny w nieustalonych stanach jej eksploatacji.

Zwrócono szczególną uwagę na identyfikację obszarów o najwyższym poziomie naprężeń rozciągających. Są to obszary, które powinny być objęte nadzorem diagnostycznym z uwagi na możliwość pojawienia się i propagacji pęknięć. Rozważania szczegółowe skupiono na wirniku i kadłubie części wysokoprężnej turbiny. □

Praca powstała w wyniku realizacji Programu Strategicznego pn. „Zaawansowane technologie pozyskiwania energii"

mgr inż. Katarzyna Stępczyńska-Drygas, dr hab. inż. Sławomir Dykas, dr hab. inż. Henryk Łukowicz, prof. nadzw. Pol. Śl.,
mgr inż. Daniel Czaja, Instytut Maszyn i Urządzeń Energetycznych, Politechnika Śląska

Ocena wpływu integracji bloku węglowego z instalacją wychwytu CO_2 na pracę przy zmiennym obciążeniu*

Rozwój energetyki węglowej skupia się obecnie na poprawie sprawności wytwarzania energii elektrycznej, co będzie odgrywać znaczącą rolę w redukcji zużycia paliw kopalnych oraz emisji CO_2. Budowa „zero-emisyjnych" bloków węglowych będzie jednakże wymagała wdrożenia technologii wychwytu i geologicznego składowania CO_2. Proces separacji CO_2 ze strumienia spalin metodą absorpcji chemicznej MEA charakteryzują trzy podstawowe wskaźniki: zapotrzebowanie na ciepło do regeneracji sorbentu, zapotrzebowanie na wodę chłodzącą oraz zapotrzebowanie na moc elektryczną do napędu sprężarki CO_2 i urządzeń pomocniczych instalacji. Integracja bloku z instalacją wychwytu wiąże się ze znaczną redukcją mocy bloku oraz spadkiem sprawności wytwarzania energii elektrycznej. Ze względu na wymagania współczesnych systemów elektroenergetycznych, bardzo istotna jest również zdolność bloku energetycznego do elastycznej pracy przy obciążeniu częściowym z zachowaniem wysokiej sprawności. W artykule przedstawiono ocenę wpływu integracji bloku węglowego na ultra-nadkrytyczne parametry pary z instalacją wychwytu CO_2 metodą mokrej absorpcji chemicznej MEA, na charakterystyki pracy przy zmiennym obciążeniu. Wskaźniki pracy instalacji wychwytu CO_2 zostały oszacowane w oparciu o model mokrej absorpcji chemicznej MEA w programie Aspen Plus. Wskaźnik zapotrzebowania na ciepło do regeneracji sorbentu wyniósł 3,51 MJ/kg CO_2, a zapotrzebowanie na wodę chłodzącą - 99,6 kg/kg CO_2. Wyznaczone wskaźniki zostały wykorzystane w modelu bloku zintegrowanego (Ebsilon Professional). Do regeneracji sorbentu wykorzystano parę z przelotni SP/NP turbiny. Spadek sprawności netto bloku wyniósł 11 pkt.% przy obciążeniu nominalnym. Zauważono, że spadek sprawności bloku jest wyższy przy niższych obciążeniach, co jest związane przede wszystkim ze stratami dławienia pary w celu utrzymania optymalnej temperatury regeneracji MEA. Analizie poddano różne sposoby modyfikacji turbiny parowej oraz regulacji parametrów pary do regeneracji MEA w celu minimalizacji strat sprawności zarówno przy obciążeniu nominalnym, jak i częściowym bloku zintegrowanego. Przeprowadzono również obliczenia dla różnych trybów współpracy bloku z instalacją wychwytu i sprężania CO_2 (rozdzielna praca absorbera i desorbera połączona z magazynowaniem bogatego roztworu MEA, praca z niższym stopniem wychwytu CO_2, praca z wyłączoną instalacją wychwytu CO_2). □

Praca powstała w wyniku realizacji Programu Strategicznego pn. „Zaawansowane technologie pozyskiwania energii"

mgr inż. Andrzej Wilk, dr inż. Lucyna Więcław-Solny, mgr inż. Dariusz Śpiewak, mgr inż. Tomasz Spietz,
Instytut Chemicznej Przeróbki Węgla

Wychwyt CO_2 z gazów o zwiększonej zawartości ditlenku węgla*

Artykuł prezentuje postęp prac w badaniach prowadzonych w etapie: Badania laboratoryjne optymalnych warunków pracy instalacji separacji CO_2. W ramach badań zostały wykonane testy nad określeniem parametrów potencjalnych sorbentów aminowych oraz określono wpływ parametrów pracy instalacji wychwytu CO_2 na sprawność i zużycie energii.

Spośród dostępnych technologii ograniczenia emisji CO_2 wyróżniamy m.in. technologię spalania tlenowego, w przypadku której nie ma konieczności stosowania dodatkowego węzła separacji CO_2. Mimo to należy brać pod uwagę również sytuacje, w których będziemy mieli do czynienia ze spalaniem w powietrzu wzbogaconym w tlen w okresie przejściowym przed wdrożeniem technologii oksyspalania. W tym przypadku stężenie ditlenku węgla jest niższe, niż w przypadku spalania tlenowego (~95%), ale wyższe, niż w przypadku klasycznego spalania w powietrzu (~12%), więc istnieje konieczność zastosowania technologii wychwytu CO_2, typowych dla metod post-combustion. Spośród dostępnych metod najłatwiejszymi do zaimpementowania są metody absorpcyjne. Z metod absorpcyjnych najlepiej przebadaną i stosowaną w wielu gałęziach przemysłu do usuwania składników kwaśnych, np. z gazów procesowych lub gazu ziemnego, jest absorpcja w roztworach amin. Poza szeregiem zalet technologia ta posiada istotną wadę - wysoką energochłonność. Można ją jednak ograniczyć albo poprzez optymalizację parametrów pracy instalacji (obniżenie zużycia energii do 10%), albo poprzez zastosowanie odpowiedniego sorbentu (redukcja zużycia energii nawet do 30%).

W ramach prowadzonych badań przetestowano szereg roztworów, począwszy od 30% MEA po układy bazujące na aminach z zawadą steryczną, pod kątem:

- szybkości absorpcji i pojemności absorpcyjnej,
- ciepła absorpcji CO_2,
- efektywności oraz energochłonności sorbentu w rzeczywistym układzie absorber-desorber.

Uzyskane wyniki pokazały, iż jesteśmy w stanie otrzymać roztwory cechujące się niższym ciepłem absorpcji ditlenku węgla oraz wykazującymi wyższe sprawności wychwytu CO_2 przy niższym zużyciu energii na kg wychwyconego CO_2, niż najszerzej stosowany do procesu wychwytu CO_2, roztwór 30% monoetanoloaminy. □

Praca powstała w wyniku realizacji Programu Strategicznego pn. „Zaawansowane technologie pozyskiwania energii"

prof. dr hab. Andrzej Rusin, mgr inż. Michał Bieniek, dr inż. Adam Wojaczek, dr inż. Michał Strozik, dr inż. Mirosław Majkut,
Instytut Maszyn i Urządzeń Energetycznych, Wydział Inżynierii Środowiska i Energetyki, Politechnika Śląska

Określenie własności mechanicznych i stanu materiału na podstawie badań mikropróbek metodą spt*

Nowe materiały stosowane w budowie maszyn i urządzeń energetycznych, a także nowe warunki eksploatacji stosowane w nowych blokach energetycznych są przyczyną trudności w szacowaniu ich trwałości eksploatacyjnej. Stąd koniecznością staje się opracowanie nowych metod diagnostyki stanu materiału głównych elementów turbin i kotłów.

W artykule omówiono badania mikropróbek materiału metodą SPT w celu określenia jego własności mechanicznych. Opisano zbudowane w Instytucie Maszyn i Urządzeń Energetycznych Politechniki Śląskiej stanowisko badawcze oraz podano wybrane wyniki badań własności mechanicznych nowych stali stosowanych w budowie turbin na parametry nadkrytyczne. □

Praca powstała w wyniku realizacji Programu Strategicznego pn. „Zaawansowane technologie pozyskiwania energii"

prof. dr hab. inż. Jan Taler, dr inż. Tomasz Sobota, dr inż. Piotr Dzierwa, dr inż. Marcin Trojan, dr hab. inż. Dawid Taler, prof. PK,
Instytut Maszyn i Urządzeń Energetycznych, Politechnika Krakowska

Eksperymentalne wyznaczanie obciążenia cieplnego ściany komory paleniskowej kotła*

Procesy zanieczyszczania żużlem i popiołem silnie zależą od rodzaju węgla. Zwykle są one bardziej intensywne, gdy z węglem współspalana jest biomasa. W przypadku komory paleniskowej często występuje zróżnicowanie procesów szlakowania ścian komory paleniskowej. W zależności od aerodynamiki komory paleniskowej mogą tworzyć się lokalne nawisy żużla w okolicy palników lub innych miejscach na ścianach komory.

Aby eksploatować kocioł z dużą sprawnością, zachodzi konieczność oczyszczania ścian komory paleniskowej za pomocą zdmuchiwaczy wodnych lub parowych, a powierzchni przegrzewaczy za pomocą zdmuchiwaczy parowych. Zdmuchiwanie zanieczyszczeń przyczynia się do wzrostu kosztów eksploatacji kotła, jak również do erozyjnego zużycia rur. Ponadto szokowe zmiany temperatury rur parownika mogą powodować pęknięcia rur ekranowych. Monitorowanie zanieczyszczenia komory paleniskowej i przegrzewaczy umożliwia eksploatację kotła z wysoką sprawnością. Zdmuchiwanie żużla i popiołu może być przeprowadzane natomiast w zależności od stopnia zanieczyszczenia powierzchni ogrzewalnych kotła, a nie ze stałą częstotliwością. Do wyznaczania stopnia zanieczyszczenia ścian komory paleniskowej mogą być stosowane wstawki termometryczne.

W pracy przedstawione zostanie konstrukcja wstawki termometrycznej oraz wyniki eksperymentalnego wyznaczania obciążenia cieplnego ściany komory paleniskowej kotła. Obciążenie cieplne wyznaczane jest na podstawie pomiaru temperatury wstawki w czterech punktach usytuowanych w jej czołowej części. Temperatura mierzona jest za pomocą czterech termoelementów NiCr-NiAl o zewnętrznej średnicy płaszcza równej dz = 1 mm, umieszczonych w otworach równoległych do osi wstawki tak, aby uniknąć błędów spowodowanych przewodzeniem ciepła wzdłuż osi termoelementów. Osiem wstawek termometrycznych rozmieszczono w różnych miejscach na wysokości i szerokości ściany komory. Lokalne obciążenie komory paleniskowej może być określone za pomocą jednej z poniższych metod:

- lokalne obciążenie cieplne jako funkcja liniowa średniej różnicy temperatur mierzonej od strony ogniowej,
- lokalne obciążenie cieplne jako funkcja kwadratowa średniej różnicy temperatur mierzonej od strony ogniowej,
- wyznaczanie obciążenia cieplnego, współczynnika wnikania ciepła na wewnętrznej powierzchni rur oraz temperatury czynnika z rozwiązania zagadnienia optymalizacyjnego z iteracyjnym wywoływaniem programu Ansys,
- wyznaczanie obciążenia cieplnego, współczynnika wnikania ciepła na wewnętrznej powierzchni rur oraz temperatury czynnika przy wykorzystaniu własnej procedury do wyznaczania rozkładu temperatury w przekroju wstawki bez konieczności stosowania programu Ansys.

Pomiar lokalnego obciążenia cieplnego stanowić może podstawę do oceny lokalnego stopnia zażużlowania komory paleniskowej. W przypadku wystąpienia zjawiska żużlowania ścian komory paleniskowej lokalne obciążenia cieplne będą zmieniać się w czasie i dla ścian zanieczyszczonych będą dużo mniejsze. □

Praca powstała w wyniku realizacji Programu Strategicznego pn. „Zaawansowane technologie pozyskiwania energii"

prof. dr hab. inż. Andrzej Witkowski, prof. dr hab. Andrzej Rusin, dr inż. Mirosław Majkut, dr inż. Katarzyna Stolecka,
Instytut Maszyn i Urządzeń Energetycznych, Wydział Inżynierii Środowiska i Energetyki, Politechnika Śląska

Procesy transportu CO_2 z instalacji wychwytu bloku energetycznego do miejsca składowania*

Omówiono zasady doboru sprężarek do procesu sprężania i transportu rurociągowego dwutlenku węgla z instalacji wychwytu bloku energetycznego do miejsca składowania. Przeprowadzono analizę zmienności parametrów termodynamicznych dwutlenku węgla w trakcie transportu z punktu widzenia efektywności i bezpieczeństwa transportu CO_2. Przeanalizowano wpływ parametrów otoczenia oraz celowość stosowania izolacji w krajowych warunkach klimatycznych. Podano zasady optymalnego doboru rozstawu zaworów bezpieczeństwa na rurociągach z uwzględnieniem kryterium ryzyka. □

*Praca powstała w wyniku realizacji Programu Strategicznego pn. „Zaawansowane technologie pozyskiwania energii"

mgr inż. Michał Gandor, mgr inż. Krzysztof Sławiński, mgr. inż. Krzysztof Knaś, mgr Barbara Balt, prof. dr hab. inż. Wojciech Nowak,
Instytut Zaawansowanych Technologii Energetycznych, Politechnika Częstochowska

Wpływ aktywacji elektromagnetycznej na proces spalania węgla brunatnego*

W pracy przedstawiono wyniki analizy termograwimetrycznej procesu spalania próbek węgla brunatnego przed i po aktywacji elektromagnetycznej. Jest to innowacyjna metoda służąca do aktywacji i rozdrabniania materiałów z jednoczesnym ich podsuszeniem. W trakcie pracy młyna elektromagnetycznego niewielkie elementy mielące obracając się z bardzo dużymi prędkościami wskutek wirującego pola magnetycznego generowanego przez wzbudnik, uderzają w cząstki paliwa, rozdrabniając je. W wyniku takiego rozdrabniania silnie zmieniona zostaje struktura powierzchniowa węgla. Badaniom poddano próbki węgla brunatnego pochodzącego z Kopalni Węgla Brunatnego Bełchatów przed procesem mielenia i aktywacji oraz po tym procesie. Użyto próbek o masie 20 mg i o dwóch różnych rozmiarach ziaren: 80-100 µm oraz 800-1000 µm. Spalanie prowadzono w termograwimetrze atmosferycznym przy zastosowaniu syntetycznego powietrza (21% O_2, 79% N_2) w warunkach quasi-izotermicznych oraz dynamicznych. Wyznaczone zostały charakterystyczne temperatury procesu (obszar temperatur suszenia, odgazowania oraz spalania), szybkości ubytku masy oraz ubytek całkowity masy próbki w wyniku jej utlenienia, a także przeanalizowano wpływ aktywacji elektromagnetycznej na zmianę wartości tych parametrów. Obliczono parametry kinetyczne procesu: energię aktywacji, współczynnik przedekspotencjalny oraz rząd reakcji spalania aktywowanego węgla oraz porównano je z wartościami uzyskanymi dla węgla przed procesem aktywacji. Otrzymane wyniki mają na celu skierowanie uwagi na znaczną poprawę efektywności energetycznej oraz korzyści płynące z inwestycji w innowacyjne technologie, dzięki którym możliwe jest ograniczenie degradacji środowiska naturalnego. □

Praca powstała w wyniku realizacji Programu Strategicznego pn. „Zaawansowane technologie pozyskiwania energii"

mgr Barbara Balt, mgr inż. Krzysztof Sławiński, mgr. inż. Krzysztof Knaś, mgr inż. Michał Gandor, prof. dr hab. inż. Wojciech Nowak,
Instytut Zaawansowanych Technologii Energetycznych, Politechnika Częstochowska

Wpływ młyna elektromagnetycznego na jednoczesny proces suszenia i mielenia węgla brunatnego*

W pracy przedstawiono wyniki badań dotyczące procesu jednoczesnego suszenia i mielenia węgla brunatnego w młynie elektromagnetycznym. Węgiel brunatny jest klasyfikowany jako węgiel niskiej jakości, co wynika z jego niskiej kaloryczności oraz wysokiej zawartości wilgoci około 40-50% [1]. Szacuje się, że wszystkie węgle niskiej jakości stanowią około 50% światowych zasobów energii [2]. Duża część polskiej energetyki oparta jest na spalaniu węgla brunatnego. Elektrownie spalające to paliwo produkują 9433 MW, natomiast jego zużycie w przemyśle energetycznym odpowiada około 34% zużycia wszystkich paliw w tej gałęzi przemysłu (II kw. 2013) [3]. Duże zawilgocenie węgla brunatnego spowodowało, iż na całym świecie podejmuje się próby jego waloryzacji poprzez suszenie, proponując różnorodne rozwiązania zarówno procesowe, jak i konstrukcyjne.

Autorzy niniejszej pracy proponują koncepcję waloryzacji węgla brunatnego poprzez proces rozdrabniania i suszenia w instalacji opartej na technologii młyna elektromagnetycznego. W artykule przedstawiono cykl badań pozwalających określić optymalne parametry mielenia oraz suszenia w młynie elektromagnetycznym. Celem badań było uzyskanie dwóch produktów o pożądanym rozkładzie wielkości ziaren (pierwszy - 0-6,3 mm do stosowania w kotłach ze złożem fluidalnym i drugi - 100-300 µm do palników pyłowych) i obniżonej wilgotności. Przedstawiono ponadto teoretyczne rozważania dotyczące zjawisk fizycznych i mechanizmów występujących przy jednoczesnym suszeniu i rozdrobnieniu cząstek stałych. □

Literatura:

[1] Aziz M., Kansha Y., Kishimoto A., Kotani Y., Liu Y., Tsutsumi A., Advanced energy saving in low rank coal dryling based on self-heat recuperation technology, Fuel Processing Technology 104 (2012) 16-22, Elsevier 2012 r.

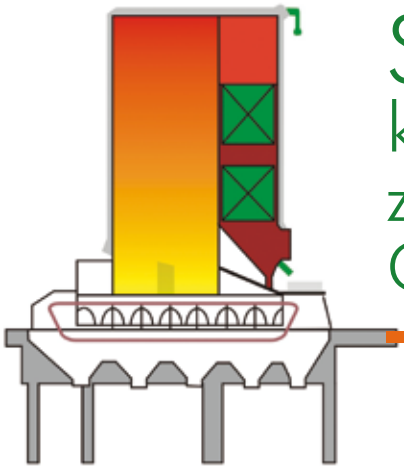
[2] Osman H., Jangam S.V., Lease J.D., Mujumdar A.S., Drying of low-rank coal (LRC) - A review of recent patents and innowations, Drying Technology: An International Journal Volume 29, Issue 15, 2011 r.

[3] Pietraszewski A., Polskie górnictwo węgla brunatnego w pierwszym półroczu 2013 roku. Węgiel Brunatny, 3/84, 2013, PPWB 2013.

Praca powstała w wyniku realizacji Programu Strategicznego pn. „Zaawansowane technologie pozyskiwania energii"

Zadanie badawcze nr 2 pt.: „Opracowanie technologii spalaniatlenowego dla kotłów pyłowych i fluidalnych zintegrowanych z wychwytem CO2" finansowane przez Narodowe Centrum Badań i Rozwoju w ramach strategicznego programu badań naukowych i prac rozwojowych pt.: „Zaawansowane technologie pozyskiwania energii".

prof. dr hab. inż. Wojciech Nowak, Kierownik zadania badawczego nr 2,
dr inż. Tomasz Czakiert, Instytut Zaawansowanych Technologii Energetycznych, Politechnika Częstochowska



Spalanie tlenowe dla kotłów pyłowych i fluidalnych zintegrowanych z wychwytem CO_2-Projekt Strategiczny NCBR

W2007 r. z inicjatywy Ministerstwa Nauki i Szkolnictwa Wyższego powołano Narodowe Centrum Badań i Rozwoju (NCBR) z siedzibą w Warszawie. Zadaniem NCBR jest wspieranie wspólnych inicjatyw integrujących ze sobą świat nauki i biznesu. Takie działanie ułatwić ma szybki transfer wyników badań prowadzonych przez ośrodki akademickie do gospodarki. Tym samym z jednej strony stawia się na innowacyjność wspieranych rozwiązań, z drugiej zaś na możliwość ich szybkiej komercjalizacji.

Nie powinno zatem stanowić większego zaskoczenia, że w 2010 r. to właśnie NCBR stało się podmiotem zarządzającym Strategicznym Programem Badań Naukowych i Prac Rozwojowych pt. Zaawansowane technologie pozyskiwania energii [1]. Program ten obejmuje cztery Zadania Badawcze, których wspólnym celem jest przedstawienie gotowych rozwiązań technologicznych umożliwiających radykalne ograniczenie negatywnego wpływu sektora energetycznego na środowisko naturalne:

- Opracowanie technologii dla wysokosprawnych „zero-emisyjnych" bloków węglowych zintegrowanych z wychwytem CO_2 ze spalin - Zadanie Badawcze nr 1,
- Opracowanie technologii spalania tlenowego dla kotłów pyłowych i fluidalnych zintegrowanych z wychwytem CO_2 - Zadanie Badawcze nr 2,
- Opracowanie technologii zgazowania węgla dla wysokoefektywnej produkcji paliw i energii elektrycznej - Zadanie Badawcze nr 3,
- Opracowanie zintegrowanych technologii wytwarzania paliw i energii z biomasy, odpadów rolniczychi innych - Zadanie Badawcze nr 4.

Wszystkie rozwijane w Programie technologie bazują na podstawowym polskim surowcu paliwowym, jakim jest węgiel, a także na innych dostępnych w kraju źródłach energii pierwotnej. Zadbano jednak o to, by ewentualne wdrożenia wybranych rozwiązań nie oddalały Polski od osiągnięcia celów stawianych w tym zakresie przez Unię Europejską [2]. Tym samym promuje się rozwiązania technologiczne dla których rozwój gospodarczy naszego kraju i dotrzymanie międzynarodowych zobowiązań nie wykluczają się wzajemnie.

Zadanie Badawcze nr 2 [3] realizują wspólnie: Politechnika Częstochowska, Politechnika Śląska, Politechnika Wrocławska, Instytut Chemicznej Przeróbki Węgla, Instytut Energetyki, TAURON Wytwarzanie SA Elektrownia Łagisza, PGE GiEK SA Elektrownia Turów, Foster Wheeler Energia Polska oraz Eurol Innovative Technology Solutions. Prace rozpoczęto w maju 2010 i planowo mają być prowadzone do kwietnia 2015. Koordynacji projektu podjął się prof. dr hab. inż. Wojciech Nowak z Politechniki Częstochowskiej.

Wyzwaniem postawionym przed zawiązanym na potrzeby realizacji projektu Konsorcjum jest osiągnięcie technicznej gotowości do demonstracji w skali przemysłowej bloku energetycznego ze spalaniem tlenowym *(ang. oxy-fuel combustion)* zintegrowanego z układem sekwestracji CO_2 *(ang. carbon capture and storage)*. Wstępne studium wykonalności zakłada również wytypowanie potencjalnych miejsc w Polsce dla realizacji takiego przedsięwzięcia. Zakrojone na szeroką skalę badania umożliwić mają przede wszystkim:

- zarekomendowanie jednej z trzech technologii spalania węgla, tj. spalania w kotle pyłowym (PC), spalania w kotle atmosferycznym z cyrkulacyjną warstwą fluidalną (CFB) i spalania w reaktorze ciśnieniowym z cyrkulacyjną warstwą fluidalną (PCFB), do skojarzenia z technologią tlenową,
- ocenę możliwości modernizacji obecnego systemu energetycznego poprzez adaptację eksploatowanych lub wyeksploatowanych jednostek do spalania tlenowego,
- wskazanie kierunków rozwoju czystych technologii węglowych w naszym kraju.

Organizacja spalania tlenowego w ramach pełnoskalowego bloku energetycznego (rys. 1) przewiduje z natury rzeczy trzy główne moduły, mianowicie:

- kocioł realizujący spalanie tlenowe i towarzyszącą mu instalację recyrkulacji spalin *(FGR - ang. Flue Gas Recirculation),*
- stację separacji powietrza *(ASU - ang. Air Separation Unit),*
- układ doczyszczania CO_2 *(CPU - ang. CO_2 Processing Unit).*

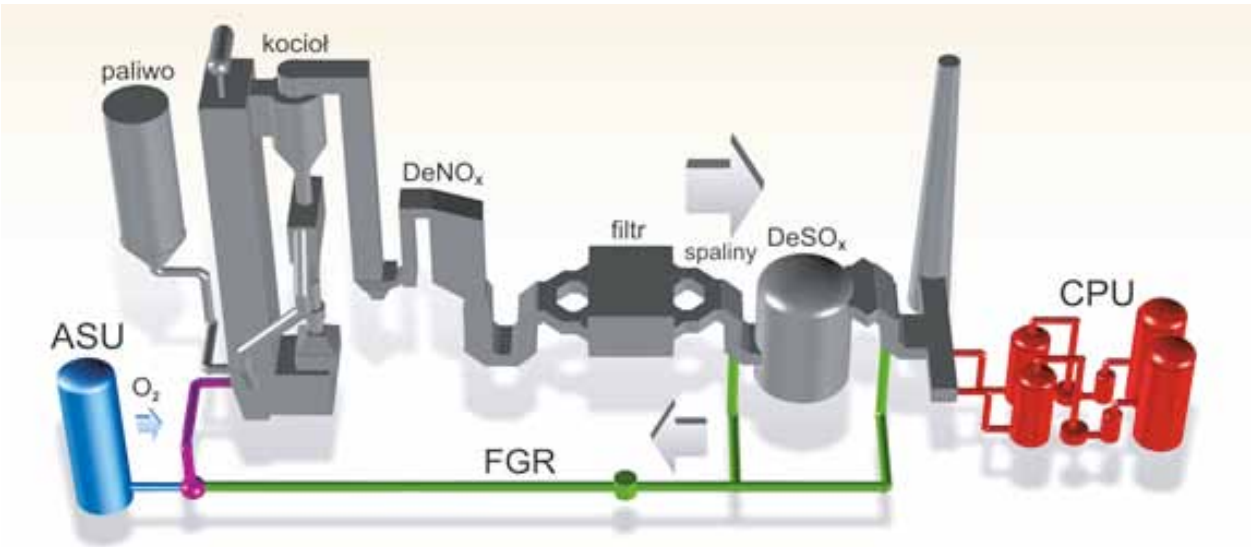
Taka konfiguracja procesu narzuciła w pewnym sensie konstrukcję szkieletu merytorycznego realizowanego projektu, który podzielony został na siedem grup tematycznych, koncentrujących się w następujących obszarach badawczych:

- procesy zachodzące w kotle i ciągu spalinowym, które analizowane są szczegółowo w małej skali laboratoryjnej - Grupa Tematyczna nr 1, w pełnej skali laboratoryjnej - Grupa Tematyczna nr 2 oraz w skali małej-pilotowej - Grupa Tematyczna nr 3,
- procesy związane z produkcją tlenu - Grupa Tematyczna nr 4,
- procesy z zakresu doczyszczania CO_2 - Grupa Tematyczna nr 5,
- modelowanie matematyczne i symulacje numeryczne procesów analizowanych eksperymentalnie w Grupach Tematycznych 1-5 - Grupa Tematyczna nr 6,
- opracowanie studium wykonalności obiektu demonstracyjnego z blokiem energetycznym realizującym spalanie tlenowe zintegrowanym z układem sekwestracji CO_2 - Grupa Tematyczna nr 7.

Szczegółowe wyniki prowadzonych badań publikowane są sukcesywnie w czasopismach branżowych [3] oraz w formie wydawnictw monograficznych [4, 5, 6].

Niewątpliwym sukcesem Konsorcjum jest uruchomienie trzech instalacji w skali małej-pilotowej do badań procesu spalania tlenowego, tj.:

- instalacja z paleniskiem atmosferycznym z cyrkulacyjną warstwą fluidalną (CFB) o mocy 0,1 MW, zlokalizowana w Politechnice Częstochowskiej w Instytucie Zaawansowanych Technologii Energetycznych,
- instalacja z reaktorem ciśnieniowym z cyrkulacyjną warstwą fluidalną (PCFB) o mocy 0,2 MW, zlokalizowana w Instytucie Chemicznej Przeróbki Węgla w Zabrzu,



Rys. 1. Układ kotłowy realizujący spalanie tlenowe

- instalacja z palnikiem pyłowym (PC) o mocy 0,5 MW, zlokalizowana w Instytucie Energetyki w Warszawie

oraz dwóch kontenerowych instalacji pilotowych do badań procesów separacji tlenu z powietrza i dwutlenku węgla ze spalin, mianowicie:

- instalacja zmiennociśnieniowej adsorpcji tlenu na stałych sorbentach (VPSA-O_2),
- instalacja zmiennociśnieniowej adsorpcji dwutlenku węgla na stałych sorbentach (VPSA-CO_2).

Obie instalacje mają charakter mobilny. Konstrukcja układu VPSA-O_2 przewiduje możliwość integracji z dowolną instalacją spalania tlenowego, o których mowa powyżej. Z kolei układ VPSA-CO_2 podłączony został do kanału spalin z kotła CFB 460 MWe w Elektrowni Łagisza, gdzie przechodzi testy przemysłowe na rzeczywistych spalinach.

Aktualnie uwaga Konsorcjum koncentruje się na ocenie możliwości adaptacyjnych starszych jednostek wytwórczych do realizacji spalania tlenowego, celem odbudowy mocy w krajowym systemie energetycznym. Rozpoznaniu podlegają również tematy dotyczące podziemnego składowania CO_2 oraz gospodarczego wykorzystania tego gazu. Te dwa aspekty przesądzić mogą bowiem w przyszłości o ewentualnej komercjalizacji technologii spalania tlenowego, promowanej w Zadaniu Badawczym nr 2 Programu Strategicznego NCBR. □

Literatura

[1] http://www.ncbir.pl/programy-strategiczne/zaawansowane-technologie-pozyskiwania-energii

[2] Ruszel M., Polska perspektywa pakietu energetyczno-klimatycznego, Nowa Energia, Nr 4, 2009, s. 5-8.

[3] http://www.is.pcz.czest.pl/strategiczny

[4] Nowak W., Czakiert T. (red.), Spalenie tlenowe dla kotłów pyłowych i fluidalnych zintegrowanych z wychwytem CO_2, Wydawnictwo Politechniki Częstochowskiej, Częstochowa, 2012.

[5] Nowak W., Rybak W., Czakiert T. (red.), Spalenie tlenowe dla kotłów pyłowych i fluidalnych zintegrowanych z wychwytem CO_2. Kinetyka i mechanizm spalania tlenowego oraz wychwytu CO_2, Wydawnictwo Politechniki Częstochowskiej, Częstochowa, 2013.

[6] Nowak W., Chorowski M., Czakiert T. (red.), Spalenie tlenowe dla kotłów pyłowych i fluidalnych zintegrowanych z wychwytem CO_2. Produkcja tlenu na potrzeby spalania tlenowego, Wydawnictwo Politechniki Częstochowskiej, Częstochowa, w druku.

Praca naukowa dofinansowana przez Narodowe Centrum Badań i Rozwoju, w ramach Strategicznego Programu Badań Naukowych i Prac Rozwojowych pt. „Zaawansowane technologie pozyskiwania energii" Zadanie Badawcze nr 2 „Opracowanie technologii spalania tlenowego dla kotłów pyłowych i fluidalnych zintegrowanych z wychwytem CO_2", umowa nr SP/E/2/66420/10.

PENTAIR

ZIMA CIĘ ZASKOCZYŁA?

Jeszcze możesz zrobić przegląd instalacji grzewczej!

Raychem Pyrotenax TRACER DigiTrace

Zimą rurociągi i aparaty technologiczne będą narażone na niekorzystne, długotrwałe działanie ujemnych temperatur. Jako wiodący dostawca elektrycznych systemów grzewczych firma **Pentair Thermal Management** przygotowała wykaz zimowych czynności kontrolnych, które pomogą przy zabezpieczeniu wszystkich istotnych procesów technologicznych na terenie zakładu przed niepożądanym wpływem śniegu i mrozu.

Pełen przegląd instalacji grzewczej możesz również zlecić firmie Pentair Thermal Management.

PENTAIRTHERMAL.PL

dr inż. Zbigniew Modliński, prof. dr hab. Wiesław Rybak, Politechnika Wrocławska

Model własności radiacyjnych mieszaniny CO_2/H_2O dla warunków spalania OXY pyłu węglowego*

Zasadnicza zmiana udziałów CO_2 i H_2O podczas spalania w atmosferze wzbogaconej w tlen prowadzi do znacznych zmian własności radiacyjnych spalin i intensywności wymiany ciepła przez promieniowanie. W pracy przedstawiono model własności radiacyjnych mieszaniny spalin (CO_2/H_2O) powstających ze spalania węgla w atmosferze wzbogaconej w tlen oparty na matematycznej formule WSGG - tzw. ważonej sumie gazów szarych. Modele oparte na tej formule należą do najprostszych i stąd są chętnie stosowane w niezwykle wyczerpujących symulacjach 3-D przepływów ze spalaniem w kotłach energetycznych. Zaproponowano model złożony z pięciu gazów szarych. Współczynniki modelu wyznaczono stosując odpowiednie techniki regresji wykorzystując referencyjne emisyjności spalin dla temperatur od 400 do 2500 K i grubości warstwy spalin od 0.1 cm do 50 m. Współczynniki wyznaczono oddzielnie dla kilku stosunków udziałów molowych XH_2O/XCO_2, spotykanych w instalacjach oxy spalania (od 0.125 do 4.0). Referencyjne emisyjności spalin uzyskano przy pomocy aktualnej bazy danych HITRAN (HITEMP), stosując metodę LBL lub model spektralny SNB oparty na bazie danych ośrodka EM2C. Model wykazuje zgodność z wartościami referencyjnymi i modelem literaturowym Johanssona. Pokazano nieadekwatność popularnego modelu własności radiacyjnych Smith'a dla spalin, w których stosunek udziałów molowych XH_2O/XCO_2 odbiega od jedności. □

Praca powstała w wyniku realizacji Programu Strategicznego pn. „Zaawansowane technologie pozyskiwania energii"

dr inż. Zbigniew Modliński, prof. dr hab. Wiesław Rybak, Politechnika Wrocławska

Modelowanie spalania OXY pyłu węglowego w kotle energetycznym*

Modelowano spalanie oxy pyłu węglowego w referencyjnym kotle energetycznym o wydajności 650 t/h. Kocioł zasilany jest palnikami wirowymi umieszczonymi w narożnikach. Celem modelowania było dostarczanie informacji o zakresie niezbędnych prac modernizacyjnych istniejącego kotła przy przejściu ze spalania powietrznego na tlenowe. W oddzielnych testach symulowano pracę pojedynczego palnika wirowego. Oprogramowanie CFD zawierało: rozszerzony mechanizm reagowania CO, model powstawania osadów, model własności radiacyjnych mieszaniny CO_2/H_2O, charakterystycznej dla spalania tlenowego. Skład części lotnych i szybkości spalania węgla w warunkach oxy wzięto z własnych badań laboratoryjnych. Zastosowana siatka zawierała około 1200 tys. objętości kontrolnych. Analizowano ponad 120 tys. trajektorii cząstek pyłu. Testy pokazały, że przy recyrkulacji spalin (mokrych) zapewniającej udział 28% O_2 w strumieniu wlotowym kocioł uzyska moc znamionową - parownik osiągnie moc podobną jak przy spalaniu w powietrzu. W tych warunkach obserwuje się powiększony strumień promieniowania do powierzchni grodziowych.

Należy unikać pracy palników bez zawirowania - praktyki stosowanej czasami przy spalaniu tradycyjnym. Test pokazał, że może wtedy dojść do zerwania płomienia. Zmniejszony w stosunku do spalania powietrznego strumień gazów do palników wprowadza nowe warunki ich pracy. Należy rozważyć zmianę w rozdziale i zawirowaniu strumieni II i III. □

Praca powstała w wyniku realizacji Programu Strategicznego pn. „Zaawansowane technologie pozyskiwania energii"

mgr inż. Sylwia Jankowska, dr inż. Tomasz Czakiert, mgr inż. Grzegorz Krawczyk, mgr inż. Paweł Borecki, mgr inż. Łukasz Jesionowski, prof. dr hab. inż. Wojciech Nowak, IZTE, Politechnika Częstochowska

Wpływ stopniowania tlenu na konwersję azotu paliwowego w procesie spalania tlenowego w CWF*

W artykule przedstawione zostały wyniki badań konwersji azotu paliwowego w procesie tlenowego spalania węgla kamiennego przeprowadzone na instalacji pilotażowej paleniska z cyrkulacyjną warstwą fluidalną (CWF) o mocy 0,1 MWt. Omawiane badania prowadzone były przy ustalonych warunkach procesowych: 21% - obj. udziale tlenu w gazie pierwotnym na bazie O_2/CO_2, nadmiarze tlenu λ =1,15, rozdziale utleniacza w stosunku PG/SG=70/30 oraz temperaturze w komorze paleniskowej na poziomie 850°C. W celu określenia wpływu stopniowania tlenu na proces konwersji N-paliwowego, testy przeprowadzono przy różnych udziałach tlenu: 21, 25, 30 i 35% w gazie wtórnym. Rezultaty badań pozwoliły przeanalizować mechanizmy tworzenia i destrukcji związków azotu w atmosferze symulującej recyrkulację spalin (mieszanka O_2/CO_2), od N-paliwowego do NO, NO_2, N_2O, NH_3 oraz HCN. Pomiar składu gazów spalinowych dokonany wzdłuż wysokości komory paleniskowej pozwolił prześledzić przebieg konwersji danego składnika, od momentu odgazowania paliwa do chwili, w której odprowadzany jest on do atmosfery. Na podstawie zaprezentowanych w artykule wyników wnioskować należy, że wzbogacenie tlenem atmosfery gazowej panującej w górnej części komory paleniskowej ma silny wpływ na zachowanie się związków azotu pochodzenia paliwowego. Podnoszenie stężenia O_2 w gazie wtórnym znacząco wpłynęło na udziały N_2O i NO w spalinach. Wyniki prezentowane w artykule są kontynuacją badań zrealizowanych w ramach Strategicznego Programu „Zaawansowane Ttechnologie Pozyskiwania Energii", zadanie nr 2 - *„Opracowanie technologii spalania tlenowego dla kotłów pyłowych i fluidalnych zintegrowanych z wychwytem CO_2"*. □

Praca powstała w wyniku realizacji Programu Strategicznego pn. „Zaawansowane technologie pozyskiwania energii"

mgr inż. Marcin Kopczyński, dr inż. Janusz Lasek, Instytut Chemicznej Przeróbki Węgla

Spalanie pyłu węgla kamiennego w komorze z wewnętrzną cyrkulacją spalin*

W wielkolaboratoryjnej instalacji do prowadzenia prac badawczych i rozwojowych nad spalaniem objętościowym paliw stałych, ciekłych i gazowych w komorze o wzburzonej turbulencji o mocy nominalnej 150 kW, przeprowadzono badania spalania węgla kamiennego KWK Makoszowy. Proces spalania węgla w postaci pyłu o uziarnieniu 99%>0,1 mm prowadzono w warunkach spalania ze stopniowaniem powietrza i wewnętrzną cyrkulacją spalin, uzyskując moc ok. 145 kW. Zawirowanie substratów i produktów spalania uzyskano poprzez doprowadzenie do komory spalania, na różnych poziomach paleniska, trzech strumieni powietrza wtórnego skierowanych stycznie względem średnicy wewnętrznej komory. Powietrze pierwotne doprowadzono do komory wraz z paliwem poprzez palnik pyłowy. Stosunek strumienia powietrza pierwotnego do strumieni powietrza wtórnego wynosił 29%. Po osiągnięciu stabilnych warunków spalania średnia temperatura w środkowej części komory utrzymywała się na poziomie ok. 980°C. Emisja NO i SO_2 (w odniesieniu do 6% O_2) wynosiła odpowiednio: 282 ppm i 327 ppm. Części palne w popiele lotnym oznaczone w temp. 900°C wynosiły 3,02%. Przeprowadzony test zgodności (wymywania) dla metali ciężkich, chlorków, fluorków, siarczanów oraz rozpuszczalnego węgla organicznego wykazał, że ich wymywalność nie przekracza dopuszczalnych wartości. Przedstawione w artykule wyniki zostały uzyskane w trakcie realizacji badań współfinansowanych przez Narodowe Centrum Badań i Rozwoju w ramach umowy SP/E/1/67484/10 - Strategiczny Program Badawczy - *„Zaawansowane technologie pozyskiwania energii: Opracowanie technologii dla wysokosprawnych „zero-emisyjnych" bloków węglowych zintegrowanych z wychwytem CO_2 ze spalin"*. □

Praca powstała w wyniku realizacji Programu Strategicznego pn. „Zaawansowane technologie pozyskiwania energii"

mgr inż. Paweł Kuczyński, Institute of Power Engineering, Warsaw,
prof. dr hab. inż. Ryszard Białecki, Institute of Thermal Technology, Silesian University of Technology

Monte Carlo Ray Tracing method on ortho-Cartesian meshes in radiation heat transfer modeling*

The solution of radiation heat transfer problems using ray tracing on hierarchical ortho-Cartesian meshes is presented in the paper. The radiative heat transfer problems can be solved on much coarser grids than their CFD counterparts due to the nature of radiation. The resulting code is an add-on to an open-source CFD program - OpenFOAM. Ortho-Cartesian mesh involving boundary elements is created based upon CFD mesh. In order to deal with enclosures of complex shapes, boundaries are defined as parametric NURBS surfaces. Several algorithms are discussed in detail, including determination of random, uniformly distributed locations of rays leaving NURBS surfaces.

The developed model is tested on examples of view factor and pit furnace with an assumption of gray diffuse walls. The results show how the number of rays traced from boundary element and the ortho-Cartesian mesh resolution influence the solution. Moreover, model ability to deal with geometries of complex shapes is proved. Wall heat fluxes and temperature predictions obtained by MCRT model are in good agreement with S2S Fluent model. In the current version of the model the radiation is not absorbed within gases. However, the ultimate aim of the work is to upgrade the functionality of the model, to problems in absorbing, emitting and scattering medium projecting iteratively the results of radiative analysis on CFD mesh and CFD solution on radiative mesh. □

Praca powstała w wyniku realizacji Programu Strategicznego pn. „Zaawansowane technologie pozyskiwania energii"

dr inż. Robert Zarzycki, Katedra Inżynierii Energii, Politechnika Częstochowska

Analiza numeryczna spalana pyłu węglowego w przedpalenisku cyklonowym w atmosferze O_2/N_2*

W pracy przedstawiono wyniki obliczeń numerycznych procesu spalania pyłu węglowego w powietrzu oraz w atmosferach wzbogaconego powietrza w tlen do 30, 40 oraz 50%. Obliczenia przeprowadzone zostały przy założeniu stałego strumienia podawanego paliwa i tlenu do przedpaleniska cyklonowego. Zastosowanie powietrza wzbogaconego w tlen wpływa znacząco na zmianę aerodynamiki przepływu pyłu węglowego we wnętrzu przedpaleniska cyklonowego ze względu na zmienny strumień podawanego azotu, a także na przebieg procesu spalania.

Przedstawione w pracy wyniki obliczeń numerycznych pozwalają stwierdzić, że dla opracowanej w ramach Programu Strategicznego koncepcji paleniska cyklonowego możliwe jest sterowanie przebiegiem procesu spalania poprzez wzrost strumienia podawanego paliwa i strumienia podawanego gazu lub też poprzez wzrost strumienia podawanego paliwa i wzrost stężenia tlenu w gazie zasilającym palenisko. Pierwszy wariant sterowania powodować będzie istotny wzrost erozji wymurówki, co jest zjawiskiem wysoce negatywnym. Zastosowanie natomiast odpowiedniego wzrostu stężenia tlenu w gazie napędowym nie przełoży się na wzrost prędkości, co mogło by istotnie przyczynić się do erozji wymurówki.

W pracy ustalono graniczne wartości strumienia masy paliwa oraz strumienia masy gazu napędowego i stężenia O_2 w tym gazie, przy założeniu realizacji stabilnego procesu spalania, minimalizacji straty niecałkowitego spalania i nieprzekraczania dopuszczalnych temperatur, wynikających z wytrzymałości termicznej zastosowanego materiału ogniotrwałego przy uwzględnieniu strat ciepła z komory paleniska cyklonowego do otoczenia.

Zastosowanie w procesie spalania pyłu węglowego w przedpalenisku cyklonowym powietrza wzbogaconego w tlen o różnych stężeniach pozwala na ograniczenie erozji wnętrza paleniska cyklonowego i jest jednym ze sposobów kontroli procesu spalania. Spaliny powstające w wyniku takiego spalania zawierają do 50% CO_2, co w znaczący sposób ułatwi proces separacji tego gazu ze spalin. □

Praca powstała w wyniku realizacji Programu Strategicznego pn. „Zaawansowane technologie pozyskiwania energii"

mgr inż. Wojciech P. Adamczyk[2], mgr inż. Paweł Kozołub[2], dr inż. Gabriel Węcel[2], dr inż. Adam Klimanek[2], prof. dr hab. inż. Ryszard A. Białecki[2], Marcin Klajny[2,1]
1) Foster Wheeler Energia Polska Sp. z o.o., 2) Instytut Techniki Cieplnej, Politechnika Śląska

Modelowanie procesu fluidyzacji w przemysłowym kotle fluidalnym*

Głównym celem pracy było zbudowanie modelu numerycznego, pozwalającego na modelowanie skomplikowanego i złożonego procesu fluidyzacji w gęstej cyrkulacyjnej warstwie fluidalnej przemysłowego kotła fluidalnego. Jako bazowy program do obliczeń numerycznych wykorzystano komercyjne oprogramowanie Ansys FLUENT, które zostało rozszerzone o dodatkowe funkcje użytkownika (ang. *User Defined Functions* - UDF) zaimplementowane do procedury obliczeniowej. Ze względu na skomplikowany charakter przepływu wielofazowego w złożu fluidalnym, budowa modelu została podzielna na szereg etapów. W pierwszym etapie prac wykorzystano uproszczony model kotła z cyrkulacyjną warstwą fluidalną elektrowni Łagisza. Na tym etapie budowy modelu pominięto wpływ skomplikowanego modelu spalania na hydrodynamikę warstwy fluidalnej. Wyniki symulacji numerycznych zostały porównane z danymi pomiarowymi. Uzyskane wyniki symulacji numerycznych pokazały zadowalającą zgodność z danymi pomiarowymi. W kolejnej fazie prac uwzględniono procesy wymiany ciepła, masy oraz pędu przy spalaniu konwencjonalnym oraz tlenowym. Podobnie jak w pierwszym etapie prac, wyniki symulacji numerycznych zostały zestawione z danymi pomiarowymi. Profile temperatur w komorze kotła fluidalnego otrzymane z wykorzystaniem opracowanego modelu numerycznego pokazują porównywalne trendy z wynikami pomiarów. □

*Praca powstała w wyniku realizacji Programu Strategicznego pn. „Zaawansowane technologie pozyskiwania energii"

mgr inż. Krzysztof Głód, dr inż. Janusz Lasek, dr hab. inż. Jarosław Zuwała, dr hab. inż. Marek Ściążko,
Instytut Chemicznej Przeróbki Węgla

Aspekty energetyczne i środowiskowe ciśnieniowego spalania tlenowego paliw stałych

Ciśnieniowe spalanie postrzegane jest jako atrakcyjny pod względem środowiskowym i technologicznym proces konwersji energii chemicznej paliw stałych. Dodatkowe zastosowanie technologii spalania w tlenie, określanej w literaturze jako tzw. *oxy-fuel*, bądź *oxy combustion*, jest godnym uwagi rozwiązaniem ze względu na ograniczenia emisji NO_x oraz łatwiejsze wychwytywanie CO_2 ,ze względu na jego wysoką koncentracje w spalinach.

W referacie zaprezentowane zostaną wyniki prac zrealizowanych z wykorzystaniem prototypowych instalacji badawczych, służących do badań procesów ciśnieniowego oxy-spalania w technologii fluidalnego złoża typu pęcherzykowego (BFB) oraz cyrkulującego (CFB). Potwierdzono oczekiwany, korzystny wpływ ciśnienia na gęstość mocy uzyskiwanej z jednostki objętości komory spalania. Omówiono wpływ ciśnienia, a także składu utleniacza na poziom emisji NO_x i SO_2, wykorzystując jako paliwa do badań węgiel kamienny, brunatny oraz biomasę.

Analizę i ocenę procesu oxyspalania, a w szczególności konwersję głównych zanieczyszczeń gazowych przeprowadzono z wykorzystaniem tzw. metody „elastycznego" przejścia ze spalania w atmosferze powietrznej do spalania w atmosferze O_2/CO_2.

W odniesieniu do spalania w powietrzu przy ciśnieniu 2,4 bar uzyskano zmniejszenie emisji NO o 70%, podczas przejścia do reżimu spalania tlenowego (*oxy-fuel*).

Prace badawcze realizowano w ramach Strategicznego Programu badań naukowych i prac rozwojowych „*Zaawansowane technologie pozyskiwania energii*" zadnie badawcze nr 2 „*Opracowanie technologii spalania tlenowego dla kotłów pyłowych i fluidalnych zintegrowanych z wychwytem CO_2*", dofinansowane przez NCBR, umowa nr SP/E/2/66420/10. □

dr inż. Robert Zarzycki, mgr inż. Marcin Kratofil, mgr inż. Damian Pawłowski, mgr inż. Mariola Ścisłowska,
dr inż. Rafał Kobyłecki, prof. dr hab. inż. Zbigniew Bis, Katedra Inżynierii Energii, Politechnika Częstochowska

Badania kinetyki odsiarczania spalin powstałych w procesie oxy-spalania w przedpalenisku cyklonowym w warunkach podwyższonego stężenia SO_2*

Nieodłącznym elementem procesów oxy-spalania jest recyrkulacja spalin, która pozwala w dużej mierze na kontrolę temperatury procesu. Strumień recyrkulowanych spalin zależy od przyjętej technologii realizowanego procesu oxy-spalania, recyrkulacja spalin wpływa na podwyższenie stężenia SO_2 w porównaniu do spalania powietrznego. Wzrost stężenia SO_2 może istotnie zmienić proces odsiarczania spalin z wykorzystaniem sorbentów wapniowych.

W pracy przedstawiono wyniki procesu jednoczesnej kalcynacji oraz siarczanowania sorbentów wapniowych w atmosferze spalin powstałych w procesie oxy-spalania węgla w przedpalenisku cyklonowym opracowanym w ramach Programu Strategicznego. Badania te przeprowadzono w warunkach laboratoryjnych dla spalin syntetycznych o podwyższonym stężeniu SO_2 (2000 ppm, 3000 ppm, 4000 ppm), przy założeniu zawartości O_2 w spalinach - 5% oraz zawartości CO_2 - 30 i 50%. W celu dokładniejszego odwzorowania spalin z procesu oxy-spalania uzupełniono je o zawartość pary wodnej w ilości do 30%. Badania te przeprowadzono w temperaturze 850°C, dla sorbentu o granulacji <50 μm.

Wykorzystując model matematyczny procesu jednoczesnej kalcynacji i siarczanowania, dokonano analizy przebiegów czasowych zmian masy próbek kamienia wapiennego spowodowanych procesami równoczesnej kalcynacji i siarczanowania.

Obliczono stopnie siarczanowania dla procesów, w których próbka sorbentu poddawana była oddziaływaniu spalin syntetycznych suchych oraz zawierających parę wodną. Ustalono, że obecność pary wodnej w spalinach korzystnie zmienia warunki prowadzenia procesu, wpływając pozytywnie na ilość dwutlenku siarki zaabsorbowanego przez badane próbki sorbentu.

Praca powstała w wyniku realizacji Programu Strategicznego pn. „Zaawansowane technologie pozyskiwania energii"

dr hab. inż. Henryk Radomiak, dr inż. Monika Zajemska, Katedra Pieców Przemysłowych i Ochrony Środowiska,
Wydział Inżynierii Produkcji i Technologii Materiałów, Politechnika Częstochowska

Wpływ wybranych parametrów procesu spalania węgla na formowanie zanieczyszczeń*

W artykule przeanalizowano z użyciem metod numerycznych wpływ wybranych parametrów procesu spalania, takich jak: temperatura, stosunek nadmiaru powietrza i czas przebywania na skład chemiczny produktów spalania węgla kamiennego. Obliczenia numeryczne wykonano za pomocą licencjonowanego oprogramowania CHEMKIN-PRO. Użyty do obliczeń mechanizm chemiczny obejmował 72 związki i pierwiastki chemiczne oraz 384 reakcje chemiczne, w tym reakcje heterogeniczne.

Przedmiotem rozważań był proces spalania węgla przebiegający w kotle eksperymentalnym CFD o mocy 0,1 MW. Obliczenia przeprowadzono dla atmosfery gazowej o składzie: 35% O_2 i 65% CO_2.

W ramach obliczeń wyznaczono 72 produkty spalania. Przeprowadzone symulacje komputerowe dowiodły, że wykorzystanie metod numerycznych do przewidywania produktów spalania stanowi nieodłączny i niezastąpiony element badań. Ze względu na ograniczenia techniczne i pomiarowe nie jest bowiem możliwa szczegółowa analiza złożonych zagadnień związanych z procesami spalania. Uzyskane wyniki obliczeń wskazują, że skład chemiczny spalin ściśle zależy od warunków przepływowych oraz termodynamicznych panujących w komorze spalania, jak również od czasu przebywania. Wraz z obniżaniem stosunku nadmiaru powietrza udział molowy CO, SO_2 oraz niedopalonych węglowodorów i części lotnych wzrasta,

natomiast obniżeniu ulega udział molowy NO, NO_2 i N_2O. Im wyższa wartość stosunku nadmiaru powietrza, tym niższe stężenie CO i wyższe tlenków azotu. Przeprowadzone obliczenia pokazały, że dla jednych związków dłuższy czas przebywania jest zjawiskiem korzystnym, gdyż wpływa na ich mniejszą koncentrację w spalinach np. CO, NO_2 czy SO_2, natomiast niekorzystny dla drugich, powodując wzrost ich udziałów molowych w spalinach np. NO, N_2O i SO_3. Im dłuższy czas przebywania, tym mniejsza koncentracja CO, NO, NO_2, N_2O i niedopalonych węglowodorów, natomiast wyższa SO_2 i części lotnych dla czasów przebywania 0,001 s i 0,01 s. Ponadto obliczenia dowiodły, że wyższe temperatury sprzyjają wyższej koncentracji molowej takich związków jak CO, NO_2, SO_2 oraz niedopalonych węglowodorów i części lotnych oraz niższej koncentracji NO, N_2O i SO_3.

Analiza porównawcza otrzymanych wyników obliczeń i pomiarów wykazała dużą zgodność, co świadczy o poprawności sformułowanych warunków początkowych i przeprowadzonych obliczeniach.

**Praca powstała w wyniku realizacji Programu Strategicznego pn. „Zaawansowane technologie pozyskiwania energii"*

dr inż. Robert Zarzycki, dr inż. Marcin Panowski,
Katedra Inżynierii Energii, Instytut Zaawansowanych Technologii Energetycznych, Politechnika Częstochowska

Analiza energochłonności procesu separacji CO_2 metodą VPSA*

W ostatnich kilkunastu latach prowadzone są intensywne prace dotyczące ograniczania emisji CO_2 do atmosfery z procesów spalania paliw węglowych w energetyce. Jedną z dróg mogą być rozwijane nowe technologie spalania paliw w atmosferach wzbogaconych w tlen - oxyspalanie. W procesach tych uzyskiwane spaliny o wysokiej koncentracji CO_2 po doczyszczeniu mogą być transportowane i składowanie. Innym rozwiązaniem jest realizacja spalania w klasyczny sposób (w atmosferze powietrza) w wyniku czego uzyskiwane są spaliny o zawartości CO_2 dochodzącej do 12-15%. Ograniczenie emisji CO_2 w tym przypadku związane jest z koniecznością realizacji procesu separacji CO_2 ze spalin. Aktualnie prowadzone są badania głównie nad zastosowaniem technologii absorpcyjnych oraz adsorpcyjnych do separacji CO_2. Obie technologie wymagają jednak dostarczenia znacznych strumieni energii na potrzeby separacji CO_2. W przypadku technologii absorpcyjnych jest to strumień ciepła, natomiast w przypadku technologii adsorpcyjnej VPSA konieczne jest dostarczenie energii do napędu sprężarek.

W pracy przedstawiono analizę energochłonności procesu separacji CO_2 ze spalin dla bloku o mocy 900 MW ,opracowanego na potrzeby Programu Strategicznego. Analizie poddano zapotrzebowanie energii do układu sprężania wstępnego spalin przed jednostką separacyjną VPSA. Rozważono optymalny dobór struktury tego układu z uwzględnieniem minimalizacji nakładów energetycznych na tą część procesu. Dokonano także analizy energochłonności procesu sprężania wyseparowanego w jednostce VPSA dwutlenku węgla do ciśnienia 0.11 MPa i doboru optymalnej struktury tego układu, także z uwzględnieniem minimalizacji nakładów energetycznych na tą część procesu. Uzyskane wyniki pozwoliły na określenie optymalnych parametrów procesowych jednostki VPSA oraz określenie zapotrzebowania sorbentu do separacji CO_2.

W celu określenia całkowitych nakładów energetycznych związanych z procesami separacji i transportu w pracy przedstawiono także analizę procesu sprężania wyseparowanego CO_2 na potrzeby transportu. W tym przypadku przyjęto, że konieczne jest sprężenie CO_2 do ciśnienia 12 MPa, a zrealizowano to za pomocą wielostopniowego układu sprężania z chłodzeniem międzystopniowym. W tym przypadku także przeprowadzono dobór struktury układu i wyznaczono optymalny rozdział spręży pomiędzy poszczególne stopnie sprężania z uwzględnieniem minimalizacji zapotrzebowania na energię do napędu sprężarek. W wyniku przeprowadzonych obliczeń określono strumienie ciepła odbierane w chłodnicach międzystopniowych, które mogą zostać skierowane np. do układu regeneracji wody zasilającej.

W pracy dokonano porównania zapotrzebowania energii w procesach separacji CO_2 ze spalin technologiami absorpcyjnymi i technologią adsorpcyjną VPSA.

**Praca powstała w wyniku realizacji Programu Strategicznego pn. „Zaawansowane technologie pozyskiwania energii"*

dr inż. Teresa Topolnicka, Instytut Chemicznej Przeróbki Węgla

Ciśnieniowe, tlenowe spalanie węgla - badania kinetyki*

Do ciśnieniowego, tlenowego spalania paliwa używa się tlenu o wysokiej czystości (powyżej 95%), a produktem procesu jest gaz składający się głównie z CO_2 i pary wodnej. Wśród zalet technologicznych spalania ciśnieniowego wyróżnia się zmniejszenie gabarytów reaktorów wskutek intensyfikacji procesów transportu ciepła i masy, niższą zawartość części palnych w ubocznych produktach spalania oraz zwiększenie sprawności procesu oxy-spalania przez stworzenie warunków do łatwiejszego zapłonu. W procesie ciśnieniowego, tlenowego spalania ziarna paliwa stałego wyróżnia się następujące etapy: nagrzewanie, suszenie, odgazowanie, spalanie części lotnych, fragmentację ziarna i wypalenie pozostałości koksowej. Etapy te przebiegają z różną szybkością, przy czym najwolniej przebiega konwersja pozostałości koksowej, z uwagi na to większość badań poświęconych mechanizmowi i kinetyce tlenowego spalania dotyczy tego etapu. Reakcyjność paliwa wpływa na stopień wypalenia węgla w konsekwencji, zmniejsza się ilość palnych części w popiele. Porównując reakcyjność paliw w warunkach oksyspalania (O_2/CO_2) i spalania w atmosferze O_2/N_2 dla takiej samej zawartości tlenu, w gazie zasilającym wykazano ich zróżnicowanie. Jednym z głównych czynników jest kinetyka i szybkość reakcji spalania w warunkach atmosfer modyfikowanych, O_2/CO_2 oraz zwiększonego ciśnienia. Badania prowadzone za pomocą układów termograwimetrycznych (atmosferycznych i ciśnieniowych) oraz instalacji do badań zdolności reakcyjnej, pozwoliły na określenie wpływu parametrów samej próbki, jak i warunków prowadzenia analiz (koncentracja tlenu, ciśnienie całkowite) na kinetykę procesu oksysapalania. Wykazały, że podczas oksyspalania węgli w warunkach nieizotermicznych proces przebiega w dwóch etapach: piroliza węgla, a następnie oksyspalanie wytworzonego in-situ karbonizatu. Nie jest możliwe wyraźne rozdzielenie różnych mechanizmów reakcji tlenowego spalania karbonizatów i węgli z kinetycznego na kinetyczno-dyfuzyjny (brak szczególnego punktu, w którym następuje istotna zmiana wartości energii aktywacji). Wzrost ciśnienia całkowitego wykazuje wyraźny wpływ na szybkość reakcji oksyspalania i przebieg w reżimie kinetycznym w niskim zakresie temperatur (< 700°C). Znajomość kinetyki i reakcyjności paliwa względem atmosfer wzbogaconych w tlen jest niezbędna przy projektowaniu nowych kotłów dla realizacji tej technologii.

**Praca powstała w wyniku realizacji Programu Strategicznego pn. „Zaawansowane technologie pozyskiwania energii"*

Zadanie badawcze nr 3 pt.: „Opracowanie technologii zgazowania węgla dla wysokoefektywnej produkcji paliw i energii elektrycznej" finansowane przez Narodowe Centrum Badań i Rozwoju w ramach strategicznego programu badań naukowych i prac rozwojowych pt.: „Zaawansowane technologie pozyskiwania energii".

dr hab. inż. Andrzej Strugała, prof. AGH, Akademia Górniczo-Hutnicza w Krakowie, Wydział Energetyki i Paliw
Kierownik zadania badawczego nr 3

Opracowanie technologii zgazowania węgla dla wysokoefektywnej produkcji paliw i energii elektrycznej

Zadanie badawcze nr 3 realizowane jest w ramach strategicznego programu badań naukowych i prac rozwojowych „Zaawansowane technologie pozyskiwania energii" finansowanego ze środków NCBR oraz środków własnych partnerów przemysłowych. Jego realizatorem jest Konsorcjum Naukowo-Przemysłowe „Zgazowanie węgla" kierowane przez Akademię Górniczo-Hutniczą w Krakowie. Pozostałymi członkami Konsorcjum są: Główny Instytut Górnictwa w Katowicach, Instytut Chemicznej Przeróbki Węgla w Zabrzu, Politechnika Śląska w Gliwicach, Katowicki Holding Węglowy SA, KGHM Polska Miedź SA, GA Zakłady Azotowe w Kędzierzynie SA, Tauron Polska Energia SA, Tauron Wytwarzanie SA oraz Południowy Koncern Węglowy SA.

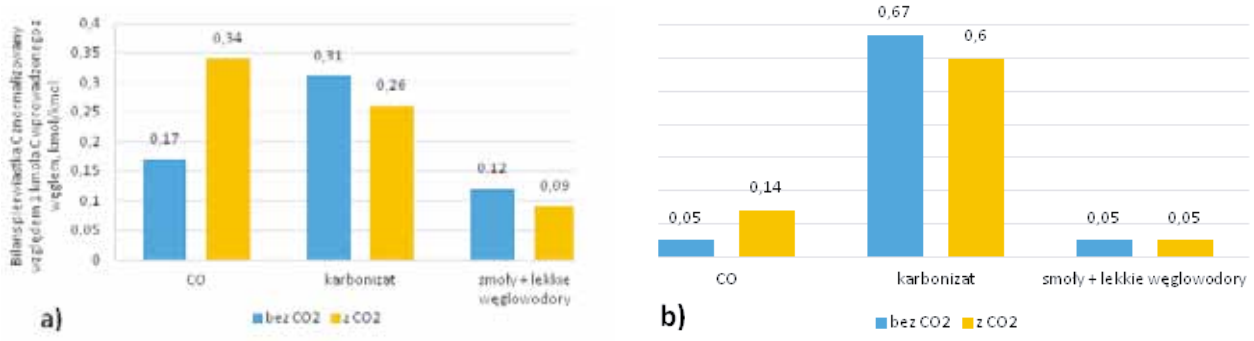
Realizacja projektu rozpoczęła się w maju 2010 r., a przewidywany termin jego zakończenia to maj 2015 r. Do głównych zadań projektu zaliczyć należy opracowanie technologii na- i podziemnego zgazowania węgla, określenie bazy surowcowej dla tych procesów oraz opracowanie strategii rozwoju zgazowania węgla w Polsce. Poniżej w sposób syntetyczny przedstawiono główne kierunki prowadzonych prac i ich dotychczasowe rezultaty.

Rozwój technologii zgazowania węgla w reaktorze CFB z wykorzystaniem CO_2 jako składnika mieszaniny zgazowującej

W ramach rozwijanej technologii zgazowania węgla w sposób praktyczny realizowana jest koncepcja tzw. chemicznej sekwestracji CO_2, czyli wykorzystanie go jako surowca chemicznego. Rozwijany proces zgazowania przebiega w warunkach cyrkulującego złoża fluidalnego (CFB), do którego wprowadzany jest dodatkowy strumień CO_2. Jest on nośnikiem zarówno tlenu, jak i pierwiastka węgla. Dzięki temu obniża się zużycie zarówno utleniacza, jak i paliwa węglowego. Badania prowadzone są w instalacji pilotowej (skala: do 100 kg węgla/h) w reaktorze z cyrkulującą warstwą fluidalną. Dodatek CO_2 do mieszaniny zgazowującej intensyfikuje przebieg kluczowej dla tej technologii reakcji Boudouarda, czego efektem jest wyższa zawartość monotlenku węgla w gazie procesowym, wzrost stopnia konwersji węgla, a w konsekwencji także wzrost efektywności procesu. Na rysunku 1 w sposób syntetyczny zaprezentowano wyniki eksperymentalne zgazowania w reaktorze CFB dwóch węgli - kamiennego (z KWK Wieczorek) i brunatnego (z KWB Bełchatów). Przedstawiono profile zmian zawartości pierwiastka C w poszczególnych produktach procesu zgazowania. Wynikiem tej części prac projektowych będzie opracowanie technologii na VI stopniu gotowości (zgodnie z wytycznymi zawartymi w Rozporządzeniu Ministra Nauki i Szkolnictwa Wyższego z dnia 4 stycznia 2011 r. - Dziennik Ustaw Nr 18, poz.91).

Do głównych efektów realizacji tej części projektu należą m.in.:

- wytyczne procesowe dla nowo-opracowanej technologii usuwania rtęci z węgla kamiennego i brunatnego na drodze niskotemperaturowej pirolizy,
- technologia zgazowania węgla w reaktorze z cyrkulującym złożem fluidalnym przy wykorzystaniu CO_2, jako czynnikiem zgazowującym dla zastosowań w chemii i energetyce,
- technologia termiczno-katalitycznego usuwania smół zawartych w



Rys. 1. Znormalizowany bilans pierwiastka C dla procesów zgazowania w reaktorze CFB bez i z dodatkiem CO_2 dla węgla Bełchatów (a) i Wieczorek (b)

Rys. 2. Instalacja ciśnieniowego zgazowania węgla w reaktorze z cyrkulującym złożem fluidalnym. Hala technologiczna CCTW, Instytut Chemicznej Przeróbki Węgla

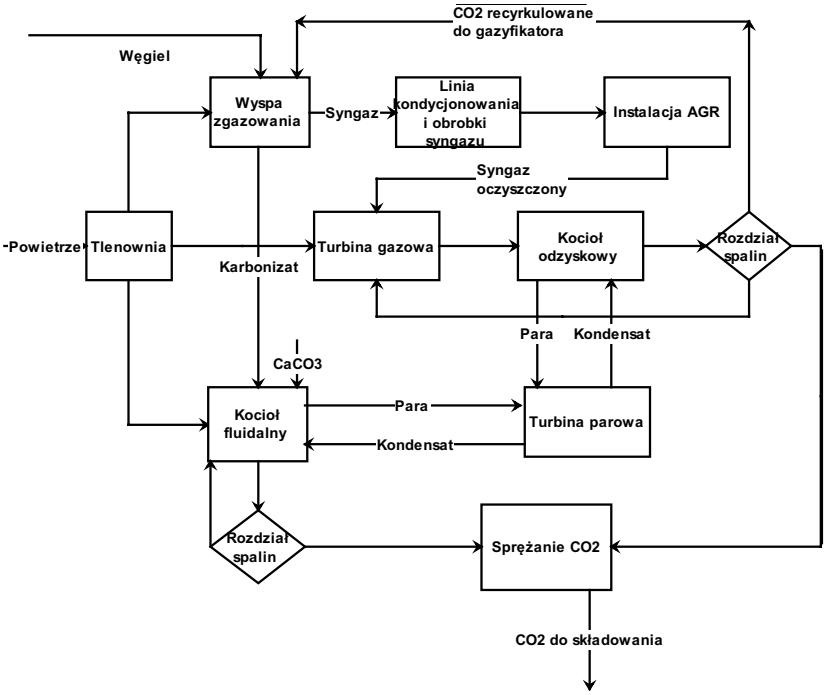
surowym gazie syntezowym powstającym z fluidalnego zgazowania paliw stałych,
- technologie usuwania CO_2 z gazów procesowych przy wykorzystaniu procesów absorpcyjnych, adsorpcyjnych oraz pętli chemicznej,
- technologia wysokotemperaturowego odsiarczania gazów procesowych.

Koncepcja układu elektrociepłowni zintegrowanej ze zgazowaniem węgla w reaktorze z recyrkulacją CO_2

Koncepcja przewiduje zgazowanie węgla w reaktorze fluidalnym z cyrkulującym złożem, do którego zawracana jest część powstającego w procesie CO_2. Produkowany w reaktorze gaz jest ochładzany i oczyszczany, a następnie kierowany do turbiny gazowej, w której jest realizowany proces spalania tlenowego. Powstałe spaliny zawierają głównie CO_2, parę wodną oraz śladowe ilości innych składników. Po wykropleniu pary wodnej otrzymuje się CO_2 o czystości pozwalającej na jego transport rurociągowy. Część strumienia CO_2 jest zawracana do reaktora zgazowania, część do turbiny gazowej w celu rozcieńczenia utleniacza a pozostała ilość jest wyprowadzana z układu.

Oprócz gazu w procesie fluidalnego zgazowania ubocznym produktem jest karbonizat. W celu zwiększenia sprawności całego układu powstały karbonizat wykorzystuje się jako paliwo do kotła fluidalnego. Aby było możliwe pełne usunięcie CO_2 z układu przewidziano tlenowe spalanie karbonizatu, w wyniku którego powstałe spaliny zawierają głównie CO_2 oraz parę wodną. Podobnie jak w przypadku spalin z turbiny gazowej ochładza się je w celu wykroplenia wilgoci, a pozostały strumień dwutlenku węgla częściowo zawracany jest do kotła fluidalnego, zaś jego nadmiar jest wyprowadzany z układu. Przeznaczeniem tej technologii jest produkcja ciepła dla miejskiego systemu

Rys. 3. Spalanie gazu procesowego ze zgazowania węgla przy wykorzystaniu CO_2 (widok pochodni)



Rys. 4. Koncepcja rozpatrywanego układu elektrociepłowni

ciepłowniczego przy maksymalnym wykorzystaniu ciepła odpadowego pokrywającego zapotrzebowanie podstawowe. Część szczytowa ciepła jest wytwarzana w klasycznym wymienniku ciepłowniczym zasilanym z upustu turbiny parowej lub w kotle szczytowym. Przeanalizowano dwa warianty układu, a mianowicie bez kotła szczytowego oraz z kotłem szczytowym. Wariant bez kotła szczytowego możliwy jest do zastosowania w istniejących systemach ciepłowniczych, w których występuje już rezerwowanie mocy cieplnej. Wariant z kotłem szczytowym może być ofertą dla nowych systemów ciepłowniczych, gdzie konieczne jest zapewnienie rezerwowego źródła ciepła.

Układ charakteryzuje się korzystnymi wskaźnikami energetycznymi nawet przy uwzględnieniu pełnego wychwytu CO_2. Układ bez kotła szczytowego osiąga maksymalną moc cieplną ok. 135 MWt, przy średniorocznej sprawności elektrycznej netto 31,8%. Dzięki zastosowaniu kotła szczytowego maksymalna moc cieplna układu wzrasta do wartości 220MWt, natomiast średnioroczna sprawność elektryczna netto kształtuje się na poziomie 29,1%.

Rozwój technologii podziemnego zgazowania węgla kamiennego

W ramach tej części projektu powstają podstawy technologii podziemnego zgazowania węgla dla potrzeb produkcji ciepła i energii elektrycznej w układach średniej mocy. Prace zostały ukierunkowane na opracowanie technologii PZW metodą szybową, w której zakłada się wykorzystanie istniejącej infrastruktury kopalni dla wykorzystania tzw. złóż resztkowych węgla.

Głównym elementem prac będzie przeprowadzenie długotrwałej próby zgazowania w gazogeneratorze pilotowym wybudowanym w oparciu o wyniki doświadczeń laboratoryjnych, modelowania i analiz dotyczących lokalizacji i ryzyka technicznego. Ponadto opracowano i wybudowano układ dla efektywnego wykorzystania wytworzonego gazu (instalacje oczyszczania gazu oraz spalania gazu). Ta część prac zakończy się opracowaniem projektu technologicznego oraz studium wykonalności instalacji demonstracyjnej podziemnego zgazowania węgla dla produkcji ciepła i energii elektrycznej o mocy ok. 20 MWel.

W oparciu o wyniki otrzymane w gazogeneratorze pilotowym dokonana zostanie ocena efektywności procesowej, ekologicznej i ekonomicznej procesu podziemnego zgazowania węgla. Za pomocą symulacji komputerowej, z wykorzystaniem również wyników doświadczeń w skali laboratoryjnej.

Istotnym rozwinięciem badanej technologii może w przyszłości stać się hybrydowa technologia podziemnego zgazowania węgla kamiennego w złożach pozabilansowych z wykorzystaniem istniejącej infrastruktury kopalń likwidowanych. Wykorzystuje ona różnorodne techniki przygotowania i eksploatacji pokładów zalegających na dużej głębokości, tj. poniżej poziomu wydobywczego (klasyczne techniki górnicze i techniki otworowe, szczelinowanie utworów złożowych, odmetanowanie, a następnie zgazowanie węgla). Wdrożenie takiego rozwiązania zapobiegnie bezpowrotnej utracie możliwości wykorzystania udostępnionych przez istniejące kopalnie bardzo istotnych zasobów węgla kamiennego, a także bezpowrotnej stracie już zamortyzowanego, ale jeszcze o ogromnej wartości, majątku zgromadzonego w likwidowanych kopalniach podziemnych węgla kamiennego.

Identyfikacja krajowej bazy węglowej dla procesów na- i podziemnego zgazowania

W celu określenia bazy węglowej dla procesów naziemnego zgazowania wyznaczono dwie grupy parametrów (tzw. parametry kluczowe i tzw. parametry istotne) determinujących przydatność węgla kamiennego

Rys. 5. Infrastruktura powierzchniowa pilotowej instalacji podziemnego zgazowania węgla w KWK Wieczorek

i brunatnego dla różnych procesów ich zgazowania. W oparciu o te parametry sporządzone zostały „Karty technologiczne przydatności węgla do zgazowania". Zgodnie z zaproponowaną metodyką wykonano badania i analizy weryfikujące wartości liczbowe wytypowanych parametrów.

Dla oceny złóż węgli kamiennych pod względem ich przydatności dla zgazowania podziemnego określono preferowane parametry technologiczne, geologiczne, górnicze i geomechaniczne związane z oddziaływaniem na środowisko oraz proces zgazowania. Przeprowadzono też badania własności mechanicznych górotworu w zmiennych uwarunkowaniach termicznych wynikających z procesu zgazowania podziemnego. Dokonano również oceny możliwości adaptacji wiedzy z podziemnych pożarów w pokładach węgla w celu objaśnienia i zabezpieczenia przed niekontrolowanymi skutkami rozwoju procesów zgazowania w georeaktorze. W oparciu o wyniki tych prac opracowano wzór „Karty Paszportowej Pokładu". Dzięki szczegółowej analizie dokumentacji geologicznych złóż oraz zawartych w niej map pokładowych, opracowań kartograficznych i inwentaryzacji złóż z uwzględnieniem stanu środowiska dokonano szczegółowej analizy bazy zasobowej węgla kamiennego w Polsce w rozbiciu na DZW, GZW i LZW. Stwierdzono przy tym, że uwarunkowania techniczno-ekonomiczne i środowiskowe mogą jednak w znacznym stopniu ograniczyć stosowanie PZW na szeroką skalę w obszarach spełniających złożowe kryteria przydatności tej metody. Z tego właśnie względu poszerzono zakres prowadzonych badań o ocenę bazy zasobowej dla wspomnianej wcześniej hybrydowej technologii podziemnego zgazowania węgla. Pod kątem tej technologii dokonano oceny głęboko położonych zasobów węgla w zakresie stanu rozpoznania zasobów na głębokość poniżej 1000 m, opracowano metodologię oceny zasobowej dla tej metody oraz zweryfikowano ją w odniesieniu do zasobów w KWK „Ziemowit".

Na podstawie analizy budowy geologicznej formacji węglonośnej trzeciorzędu na Niżu Polskim opracowano parametry kryterialnej oceny przydatności bazy surowcowej miękkiego węgla brunatnego (ortolignitu) dla potrzeb podziemnego zgazowania. W tym miejscu należy podkreślić, że doświadczenia światowe w zakresie podziemnego zgazowania węgla brunatnego dotyczą prawie wyłącznie odmiany węgla brunatnego twardego (metalignitu) o zdecydowanie odmiennych właściwościach fizykochemicznych. W efekcie przeprowadzonych prac dokonano waloryzacji punktowej polskich złóż węgla brunatnego. Szczególna rekomendacja dotyczy lokalizacją instalacji pilotowej na niewyeksploatowanej południowozachodniej odnodze złoża Turów (rej. Ścinawki), gdzie pod zwałowiskiem wewnętrznym pozostał III pokład ścinawski węgla brunatnego z zasobami ok. 50 mln Mg.

Wnioski

Pomimo szeregu trudności realizacja zadania Badawczego przebiega zgodnie z harmonogramem Umowy projektowej z NCBR. Należy więc spodziewać się osiągnięcia głównych założonych w projekcie celów, tj.:

- opracowania i weryfikacji w skali pilotowej procesu ciśnieniowego zgazowania węgla,
- opracowania i sprawdzenia w skali pilotowej procesu podziemnego zgazowania węgla,
- optymalizacji i sprawdzenia w skali pilotowej procesów oczyszczania i konwersji gazu w powiązaniu z systemem usuwania CO_2,
- opracowania strategii rozwoju zgazowania węgla w Polsce. □

mgr inż. Grzegorz Tomaszewicz, dr hab. inż. Marek Ściążko, dr inż. Aleksander Sobolewski, dr inż. Tomasz Chmielniak, mgr inż. Andrzej Czaplicki, Instytut Chemicznej Przeróbki Węgla

Zgazowanie węgla w reaktorze z cyrkulującym złożem fluidalnym przy zastosowaniu CO_2 jako czynnika zgazowującego*

Atrakcyjność technologii zgazowania paliw wynika z szeregu zalet, do których należą wysoka efektywność procesu, możliwość wielokierunkowego wykorzystania gazu zarówno do produkcji energii, jak również w syntezie chemicznej oraz relatywnie niski negatywny wpływ na środowisko naturalne. Szczególnie istotną zaletą procesu jest możliwość usuwania ditlenku węgla z gazu przed procesem spalania, co umożliwia osiągnięcie wysokich sprawności separacji przy relatywnie niskich kosztach. Dodatkową zaletą zgazowania jest możliwość wykorzystania ditlenku węgla jako czynnika zgazowującego w tym procesie. Jest to uzasadnione szczególnie w reaktorze z cyrkulującym złożem fluidalnym. Efektywne wykorzystanie CO_2 jako nośnika węgla i tlenu w procesie zgazowania wymaga kilku warunków podstawowych, które muszą być spełnione: temperatura wyższa niż 650°C, dostępność karbonizatu, odpowiedni czas z powodu ograniczeń kinetycznych i intensywny kontakt pomiędzy fazami gazową i stałą (np. CO_2). Wykorzystanie cyrkulującego złoża fluidalnego zapewnia korzystne warunki wymiany ciepła i masy oraz odpowiedni czas przebywania cząstek stałych. □

Praca powstała w wyniku realizacji Programu Strategicznego pn. „Zaawansowane technologie pozyskiwania energii"

Akademia Górniczo-Hutnicza w Krakowie

Wykaz osiągniętych oraz planowanych głównych rezultatów realizacji Zadania Badawczego nr 3 pt.: *Opracowanie technologii zgazowania węgla dla wysokoefektywnej produkcji paliw i energii elektrycznej (w aspekcie możliwości ich praktycznego wykorzystania)*

Rezultaty już osiągnięte:

- Metodyka prognozowania deformacji powierzchni terenu na skutek podziemnego zgazowania węgla (w oparciu o zmodyfikowaną teorię Budryka-Knothego).
- Procedury analizy ryzyka technicznego przedsięwzięcia podziemnego zgazowania węgla zweryfikowane na przykładzie gazogeneratora pilotowego.
- Kryteria techniczno-technologiczne oraz środowiskowe determinujące zastosowanie procesu podziemnego zgazowania węgla kamiennego i brunatnego.
- Ocena kosztów pozyskania i udostępnienia złóż węgli kamiennych dla potrzeb ich podziemnego zgazowania.

- Zasady bezpieczeństwa obowiązujące w systemach wentylacji dla rejonu georeaktora zlokalizowanego w warunkach czynnej kopalni.
- Procedury dotyczące lokalizacji instalacji podziemnego zgazowania węgla, w tym obejmujące zagadnienia prawne i bezpieczeństwa zweryfikowane na podstawie analizy wstępnie wybranych lokalizacji instalacji pilotowej.
- Rozwiązanie instalacji pozwalające na sterowanie wieloparametrowym procesem podziemnego zgazowania i jego dalszy rozwój poprzez prowadzenie zgazowania w wielu obszarach.
- Układ wyrobisk w kopalni głębinowej węgla kamiennego i sposób eksploatacji w kopalni głębinowej węgla kamiennego dla wybierania pokładów zalegających na dużych głębokościach poniżej poziomu wydobywczego - Zgłoszenie patentowe nr P.405345 z dnia 16.09.2013 r.
- Modele numeryczne dla symulacji procesów zachodzących w rejonie gazogeneratora.
- Instalacja pilotowa podziemnego zgazowania węgla kamiennego, usytuowana w rzeczywistych warunkach złoża („know-how" dla tego typu instalacji).
- Układ technologiczny efektywnego wykorzystania gazu z podziemnego zgazowania węgla (obejmujący oczyszczanie gazu oraz zastosowanie palnika/silnika do jego spalania).
- Metodologia projektowania z zastosowaniem nowych metod komputerowych i zintegrowanego cyklu projektowo-obliczeniowego procesów konwersji termochemicznej węgla połączonego cyklu energetycznego.
- Modele palników dostosowanych do spalania gazów o niskiej wartości opałowej.
- Karty oceny technologicznej przydatności węgla dla procesu zgazowania naziemnego.
- Koncepcja układu elektrociepłowni zintegrowanej ze zgazowaniem węgla w reaktorze z recyrkulacją CO_2.
- Technologia usuwania rtęci z węgla na drodze pirolizy niskotemperaturowej (stan gotowości technologii: IV).
- Technologia stosowania transportu zawiesin wodno-smołowych przy zmniejszonych oporach przepływu (stan gotowości technologii: IV).
- Sposób wykonania ustnika do formowania monolitów wielokanalikowych z materiałów ceramicznych lub organicznych z wymiennymi elementami formującymi. Zgłoszenie patentowe nr P.401180 (autorzy: Z. Blok, R. Kluczowski, A. Świeca).
- Sposób odpowietrzania masy ceramicznej w prasie tłokowej z ruchomym sitem. Zgłoszenie patentowe nr P.401179. (autorzy: R. Nowak, Z. Blok, M. Gromada).
- Sorbent do usuwania siarkowodoru z gorącego gazu i sposób jego wytwarzania. Zgłoszenie patentowe nr P.399237. (autorzy: J. Trawczyński, M. Chomiak).

Rezultaty planowane do osiągnięcia w ramach Projektu:

- Technologia zgazowania węgla w cyrkulującym złożu fluidalnym z wykorzystaniem CO_2 jako czynnika zgazowującego (stan gotowości technologii: IV).
- Model numeryczny (CFD) reaktora zgazowania węgla w cyrkulacyjnym złożu fluidalnym.
- Wstępne studium wykonalności układu produkcji energii elektrycznej i gazu syntezowego.
- Projekt technologiczny układu produkcji energii elektrycznej i gazu syntezowego na drodze naziemnego zgazowania węgla.
- Układ wytwarzania gazu syntezowego na drodze naziemnego zgazowania węgla.
- Technologia usuwania CO_2 z gazu procesowego na drodze VPSA (stan gotowości technologii: IV).
- Technologia usuwania CO_2 z gazu procesowego na drodze chemicznej pętli wapniowej (stan gotowości technologii: IV-V).
- Roztwór absorpcyjny do usuwania CO_2 z gazu procesowego (stan gotowości technologii: IV).
- Sorbent monolityczny do wysokotemperaturowego usuwania H_2S z gazu procesowego (stan gotowości technologii: VI).
- Wysokotemperaturowy katalizator usuwania związków smołowych z gazu procesowego (stan gotowości technologii: VI).
- Projekt technologiczny instalacji demonstracyjnej podziemnego zgazowania węgla kamiennego dla produkcji ciepła i energii elektrycznej o mocy ok. 20 MW.
- Studium wykonalności instalacji demonstracyjnej podziemnego zgazowania węgla kamiennego dla produkcji ciepła i energii elektrycznej o mocy ok. 20 MW.
- Ocena efektywności procesowej, ekologicznej i ekonomicznej procesu podziemnego zgazowania węgla kamiennego w oparciu o wyniki otrzymane przy wykorzystaniu gazogeneratora pilotowego.
- Model gazogeneratora przygotowany przy pomocy symulacji komputerowej z wykorzystaniem wyników doświadczeń w skali laboratoryjnej (ex-situ).
- Długotrwały test zgazowania w gazogeneratorze pilotowym wybudowanym w oparciu o wyniki doświadczeń laboratoryjnych, modelowania i analiz dotyczących lokalizacji i ryzyka technicznego („know-how").
- Baza zasobowa GZW, LZW i DZW dla na- i podziemnego zgazowania węgla kamiennego w złożach niezagospodarowanych, złożach kopalni zlikwidowanych.
- Lista rankingowa krajowych złóż węgla brunatnego w aspekcie ich podziemnego zgazowania.
- Zweryfikowana metodologia oceny złóż poniżej 1000 m dla potrzeb podziemnego zgazowania węgla przy zastosowaniu technologii hybrydowej.

- Zweryfikowana propozycja lokalizacji instalacji pilotowej i instalacji demonstracyjnej podziemnego zgazowania węgla brunatnego.
- Karty technologiczne i baza danych źródłowych obejmująca parametry makroekonomiczne, prognozy cen surowców i produktów, nakłady inwestycyjne i koszty operacyjne dla perspektywicznych w warunkach Polski technologii naziemnego zgazowania węgla oraz wchodzących w ich skład operacji jednostkowych.
- Karty rozwiązań technologicznych i baza danych źródłowych dla procesów oczyszczania i kondycjonowania gazu procesowego ze zgazowania węgla.
- Ocena efektywności ekonomicznej i analizy wielokryterialne technologii zgazowania węgla w warunkach krajowych (dla zastosowań energetycznych i chemicznych).
- Metodyka i standardy oceny projektów z obszaru zgazowania węgla ukierunkowanych na wytwarzanie energii eklektycznej oraz produktów chemicznych na bazie metod dyskontowych, opcji rzeczowych i optymalizacji wielokryterialnej.
- Strategia rozwoju zgazowania węgla w Polsce - Mapa Drogowa identyfikująca najbardziej perspektywiczne kierunki rozwoju technologii zgazowana węgla w warunkach polskich, z uwzględnieniem przewidywanych uwarunkowań makro- i mikroekonomicznych.

Zadanie badawcze nr 4 pt.: „Opracowanie zintegrowanych technologii wytwarzania paliw i energii z biomas, odpadów rolniczych i innych" finansowane przez Narodowe Centrum Badań i Rozwoju w ramach strategicznego programu badań naukowych i prac rozwojowych pt.: „Zaawansowane technologie pozyskiwania energii".

prof. dr hab. inż. Jan Kiciński, Instytut Maszyn Przepływowych PAN w Gdańsku
Kierownik zadania badawczego nr 4

Przykłady Technologii i Urządzeń Energetyki Rozproszonej (URE) bazującej na energii z biomasy i odpadach rolniczych (OZE)

W pracy przedstawione zostały przykłady technologii URE/OZE dla rozproszonej energetyki, rozwijanych w ramach Projektu Strategicznego Zadanie 4 (PS-Z4): *Opracowanie zintegrowanych technologii wytwarzania paliw i energii z biomasy, odpadów rolniczych* i innych, koordynowanego przez IMP PAN w Gdańsku. Ograniczono się tu jedynie do niektórych wyników badań prowadzonych w samym instytucie przy współpracy z partnerami przemysłowymi i kilkunastoma zespołami badawczymi z różnych ośrodków naukowych w całym kraju. Są to wyniki nakierowane na przyszłe wdrożenia i adresowane do odbiorców indywidualnych oraz gminnych.

Projekt PS-Z4 w swych założeniach powinien przyczynić się do rozwoju **energetyki prosumenckiej** lub szerzej - **obywatelskiej** w naszym kraju. Energetyka obywatelska to piękna wizja, w której obywatel (lub społeczność samorządowa) jest podmiotem, a nie przedmiotem rynku energii, a ponadto ma swego wirtualnego doradcę w sieciach inteligentnych i w technologiach przetwarzania danych w cyfrowej „chmurze". Celem projektu była także budowa **Autonomicznych Regionów Energetycznych ARE** (lub też inaczej Gminnych Centrów Energetycznych) dedykowanych dla gminnych ośrodków samorządowych, w czym można upatrywać dużą szansę dla polskiej wsi.

Ramowe cele główne Projektu PS-Z4

Projekt PS Z4 pod względem organizacyjnym stanowi dwuczłonową strukturę konsorcjum IMP - Partner Przemysłowy wraz z szeregiem umów o współpracy, zawartych pomiędzy IMP i Współwykonawcami z różnych uczelni i ośrodków.

To rzadki w naszym kraju przykład bezpośredniego zaangażowania się przemysłu w współpracę z nauką na taką skalę.

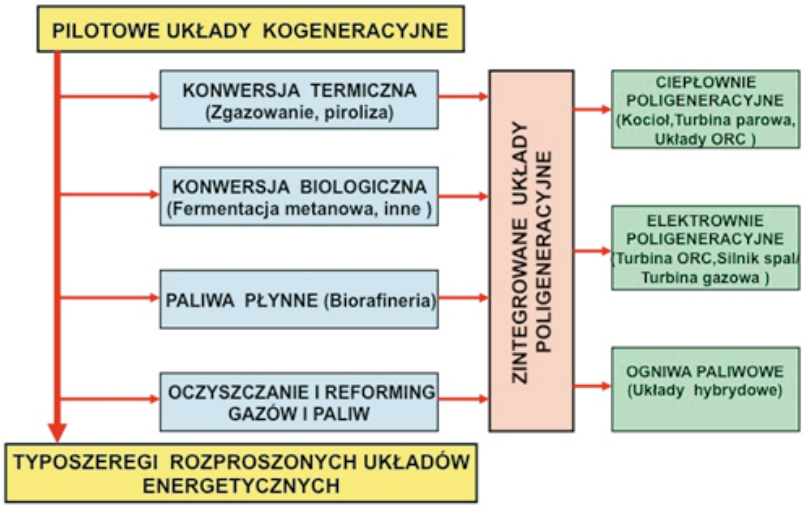
Projekt został nakierowany głównie na budowę kilkunastu prototypowych instalacji, w tym trzech głównych (sztandarowych) stanowiących istotę ARE, czyli Autonomicznych Regionów Energetycznych. Rysunek 1 przedstawia ramowe cele główne projektu w rozbiciu na procesy i źródła energii. W ramach tak nakreślonych celów budowane są wszystkie instalacje.

Nowe technologie dla ARE. Wzorcowa siłownia gminna

W ramach projektu PS Z4 opracowana została kompleksowa koncepcja oraz **innowacyjne technologie dla wzorcowej siłowni kogeneracyjnej dla Autonomicznych Regionów Energetycznych ARE.** W swych założeniach siłownia ta wykorzystywać będzie dostępne w regionie źródła pierwotne energii, ze szczególnym uwzględnieniem biomasy, innych źródeł OZE oraz odpadów komunalnych lub rolniczych.

Opracowane zostały technologie wytwarzania nowoczesnych instalacji kogeneracyjnych o mocy cieplnej od 1-3 MW i elektrycznej od 0,15 do 0,5 MW, bazujące na lokalnych i odnawialnych zasobach energii.

Wytworzone w projekcie technologie produkcji energii elektrycznej i ciepła oparte będą na źródłach odnawialnych (biomasa, odpady) i stanowić będą element rozproszonego systemu energetycznego. Opracowano koncepcję modernizacji lokalnych ciepłowni małej mocy (do 50 MWt mocy zainstalowanej) do układów skojarzone-



Rys. 1. Ramowe cele główne projektu PS Z4 w rozbiciu na procesy i źródła energii

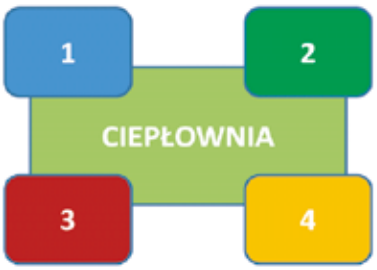
go wytwarzania ciepła i energii elektrycznej CHP. Opracowane Studium Wykonalności ma posłużyć wybudowaniu pierwszego w Polsce obiektu łączącego wiele technologii generacji energii elektrycznej w skojarzeniu z ciepłem. W wyniku opracowanej technologii możliwa jest modernizacja wielu ciepłowni w Polsce z wykorzystaniem układu ORC oraz wykorzystaniem kotłów nowego typu, umożliwiających spalanie wielu rodzajów biomasy. Planuje się także zastosowanie silników spalinowych zasilanych gazem ziemnym oraz bloku parowego na biomasę. Zgodnie z programem badań tak opracowaną technologię hybrydowych układów da się zaimplementować w ponad 300 zidentyfikowanych ciepłowniach w kraju, umożliwiając im produkcję ciepła i energii elektrycznej, zachowując przy tym standardy emisji gazów po 2016 r. Rozwiązanie to wychodzi naprzeciw idei budowy rozproszonych źródeł wytwarzania energii elektrycznej oraz ciepła.

Typowe ciepłownie w naszym kraju pracują na ogół na przestarzałych technologiach i z niskimi sprawnościami. Jednakże podstawowy problem, jaki one generują sprowadza się do pytania: co zrobić z niewykorzystaniem latem mocy zainstalowanej?

Wzorcową siłownię kogeneracyjną tworzyć może kilka niezależnych modułów, a mianowicie (rys. 2):

- biomasowy układ kogeneracyjny ORC o mocy elektrycznej 0.1-0.3 MWe i grzewczej około 1 MWc,
- układ kogeneracyjny z silnikiem/silnikami spalinowymi zasilanymi gazem ziemnym o łącznej mocy elektrycznej kilku MW,
- kogeneracyjny blok parowy opalany biomasą o mocy elektrycznej i grzewczej od 2-5 MW,
- zmodernizowane kotły węglowe z nowymi instalacjami odpylania spalin.

Biomasowy układ kogeneracyjny CHP - ORC, dopasowany do letniego zapotrzebowania na ciepłą wodę użytkową, będzie pracował cały rok, podczas gdy inne układy będą uruchamiane w miarę zapotrzebowania na ciepło (ograniczenie szczególnie istotne dla silników spalinowych, dla których dochód z produkcji energii elektrycznej nie pokrywa wszystkich kosztów operacyjnych - potrzebny jest zatem dochód z ciepła). Wyjątkiem jest blok parowy również przewidziany do pracy całorocznej. W sezonie grzewczym pracował będzie w trybie ciepłowniczym (upustowym), natomiast poza sezonem w trybie kondensacyjnym z maksymalną sprawnością w zakresie produkcji energii elektrycznej. Gdy zapotrzebowanie na ciepło wzrasta dalej włączane są zapasowe kotły węglowe.



Rys. 2. Przykładowy schemat blokowy siłowni ARE. 1 - biomasowy układ kogeneracyjny ORC, 2 - układ kogeneracyjny z silnikami spalinowymi, 3 - kogeneracyjny blok parowy, 4 - zmodernizowane kotły węglowe

W Autonomicznym Regionie Energetycznym zastosowanie znajdą również inne instalacje energetyki rozproszonej: biogazownie i mikrobiogazownie, zgazowarki suchej biomasy odpadowej (rolniczej, leśnej, przemysłowej i municypalnej) wraz z układami czyszczenia i wzbogacania bio- i syngazu wykorzystywanych w lokalnych układach kogeneracyjnych z wykorzystaniem silników, turbin oraz ogniw paliwowych. Urządzenia te również powstają w projekcie strategicznym PS-Z4 i będą integrowane z siecią poprzez inteligentną sieć dystrybucyjną (typu Smart Grid). Instalacje te aktualnie poddawane są badaniom eksploatacyjnym.

Niezbędnym i zarazem doskonałym wsparciem dla idei ARE jest budowa zaplecza laboratoryjnego. Przykładem może tu być Laboratorium Mikrosiłowni Parowych w IMP PAN w Gdańsku (rys. 3). Będą tu testowane układy z silnikami spalinowymi o mocy 500 KW oraz mikroturbinami ORC o mocy 100 KW i turbinami gazowymi o mocy 30 KW. Po zakończeniu budowy w 2014 r. będzie to najnowocześniejsze laboratorium tego typu w kraju.

Biorafineria - instalacja do wytwarzania bioetanolu II generacji z biomasy lignocelulozowej

W ramach prac badawczo-rozwojowych zainicjowanych w projekcie PS-Z4 powstają pierwsze w kraju dwie pilotażowe linie technologiczne wytwarzania biopaliw II generacji. Pierwsza z linii technologicznych umożliwia konwersję masy lignocelulozowej do bioetanolu, druga zaś hodowlę alg olejowych oraz konwersję uzyskanego biooleju do energii użytecznej. W założeniach projektowych obu instalacji zintegrowano zarówno źródła surowcowe (biomasa drzewna, wodna i odpadowa), jak i procesy wytwarzania energii w oryginalnych instalacjach procesów biologicznych i termochemicznych oraz ogniw paliwowych: etanolowego (DEFC) i mikrobiologicznego (MFC).

Rys. 4. Biorafineria - Instalacja do wytwarzania etanolu z biomasy lignocelulozowej - sekcja obróbki wstępnej, hydrolizy enzymatycznej i fermentacji oraz reaktor obróbki wstępnej [prace zespołu UWM w Olsztynie]

Rys. 3. Zaplecze badawcze dla ARE. Budowa największego Laboratorium Mikrosiłowni Parowych w Polsce budowanego w ramach projektu PS-Z4 w IMP PAN w Gdańsku. Stan budowy z końca 2013 r. Na górze: hala główna, na dole: siłownia poligeneracyjna - kocioł i zespół chłodnic [prace zespołu IMP PAN w Gdańsku]

Potencjał komercyjny tej instalacji jest bardzo duży. Jest to instalacja przyszłości i przyszłego rynku bioproduktów - biogospodarki. Zakłada się, że w perspektywie 10-15 lat w UE 25% produktów będzie wytwarzanych z biomasy, co dramatycznie zmieni wykorzystanie biomasy na cele energetyczne, predysponując ją do wykorzystania w produkcji zamienników produktów naftowych. Odpady biorafinerii będą wykorzystane głównie na własne potrzeby energetyczne.

Instalacja do przetwarzania pirolitycznego pozostałości z biogazowni

W ramach projektu została wytworzona przez zespół UWM w Olsztynie oryginalna instalacja pilotażowa do termicznego traktowania biomasy w zakresie warunków i temperatur pirolizy. Instalacja może być zintegrowana z biogazownią w warunkach, gdy poferment jest separowany na fazę ciekłą i stałą. Fazę stałą pofermentu można wówczas doprowadzać do postaci różnych produktów o walorach zagęszczonej energii i wygodnego przechowywania nawet w naturalnych warunkach klimatycznych (biowęgiel). Instalacja kompletna,

z uwagi na relatywnie prostą konstrukcję rurową, ma duże szanse komercjalizacji, szczególnie wówczas, gdy nadmiaru pofermentu nie można bezpośrednio wykorzystać do nawożenia roślin lub gdy jest toksyczny (np. ze ścieków).

Instalacje pilotowe zgazowania biomasy odpadowej

Instalacja zlokalizowana w miejscowości Paruszowice (woj. opolskie) wykorzystuje odpady zakładu przetwarzającego biomasę agro na pelety i produkującego drewno kominkowe (rys. 5a). Dzięki takiej korzystnej lokalizacji możliwie jest bezproblemowe pozyskiwanie surowca do procesu zgazowania, jak również zapewniony jest odbiór ciepła procesowego na potrzeby podsuszania biomasy. Druga z instalacji o mocy 50 kWe została uruchomiona w Olsztynie pod Częstochową dla zgazowania suszonych osadów ściekowych (rys. 5b).

Rys. 5. Instalacje zgazowania (a) w Paruszowicach oraz (b) w Olsztynie pod Częstochową - prace montażowe i rozruchowe [prace zespołów ICHPW z Zabrza oraz IBWM/PCz]

Technologia energetycznego wykorzystania produktu ubocznego powstającego przy produkcji bioetanolu

Zaproponowana przez zespół Politechniki Wrocławskiej technologia energetycznego wykorzystania wywaru gorzelnianego pozwala na spalanie wywaru odwodnionego mechanicznie do wilgotności 60%, bez konieczności suszenia termicznego i bez udziału paliwa pomocniczego.

Obecnie technologia jest w fazie badań na instalacji pilotowej w skali półtechnicznej, których celem jest dobór i optymalizacja parametrów procesu zgazowania, takich jak temperatura, strumień powietrza do zgazowania, gabaryty urządzeń w stosunku do wymaganej mocy. Wyniki uzyskane w tych badaniach będą stanowić dane wyjściowe do zaprojektowania instalacji w skali technicznej, gotowej do wdrożenia.

Uwagi końcowe

Opracowywane w ramach projektu PS-Z4 innowacyjne technologie i instalacje stanowią szansę dla ekologicznej energetyki rozproszonej (prosumenckiej) i gminnych Autonomicznych Regionów Energetycznych, bazujących na własnych zasobach biomasy oraz odpadach komunalnych i rolniczych. Wdrożenia tych technologii na szerszą skalę mogą wprowadzić Polskę na ścieżkę zmian zachodzących z coraz większą intensywnością na całym świecie. W Europie, w Ameryce Północnej, ale również w Chinach powstają „zielone" (bezemisyjne, zeroenergetyczne i plus-energetyczne) wioski, osiedla, dzielnice i miasta: Güssing w Austrii, Sztokholm, Malmoe i inne miasta w Szwecji, Feldheim i Freiberg w Niemczech, Toronto w Kanadzie i wreszcie Tangshan w Chinach.

Przedsięwzięcia z zakresu energetyki prosumenckiej oraz ARE, a więc technologii URE/OZE małej mocy są w głównej mierze ukierunkowane na energetykę, ale jest oczywiste, że pobudzą one także rozwój innowacyjnych technologii w wielu innych dziedzinach. Można tu mówić zarówno o budownictwie (inteligentny dom plus-energetyczny), jak i rolnictwie (rolnictwo energetyczne: uprawa roślin energetycznych, mikrobiogazownie, biogazownie, mobilne peleciarnie, itd). Rozwój ten będzie się dokonywać w środowisku Smart Grid i z zachowaniem pełnego bezpieczeństwa ekologicznego. □

prof. zw. dr hab. inż. Witold Elsner[1], mgr inż. Roman Borecki[2], dr inż. Marian Wysocki[1],
1) Instytut Maszyn Cieplnych, Politechnika Częstochowska, 2) Instytut Badawczo-Wdrożeniowy Maszyn Sp. z o.o.

Instalacja kogeneracyjna do zgazowania pirolitycznego odpadów komunalnych i ściekowych

Badania zaprezentowane w pracy dotyczą technologii zgazowania biomasy, odpadów komunalnych i ściekowych oraz metody wykorzystania tego gazu do produkcji ciepła i energii elektrycznej. Zagadnienie to jest niezmiernie istotne, gdyż wraz z rozwojem cywilizacyjnym produkowana jest coraz większa ilość odpadów, które bardzo często stanowią poważne zagrożenie dla środowiska. W ramach Programu Strategicznego „*Zaawansowane technologie pozyskiwania energii*"; zadanie Badawcze nr 4 pt. „*Opracowanie zintegrowanych technologii wytwarzania paliw i energii z biomasy, odpadów rolniczych i innych*", zaprojektowano i zbudowano instalację kogeneracyjną małej mocy, wykorzystującą proces zgazowanie pirolitycznego biomasy, odpadów komunalnych i osadów ściekowych, która może być wykorzystana jako element systemu energetyki rozproszonej.

Widok instalacji kogeneracyjnej o mocy 50

Instalacja o mocy 50 kWe składa się z gazyfikatora dolno-ciągowego typu Imberta, układu oczyszczania gazu, układu odbioru żużlu i oczyszczania cieczy roboczych, 6-cio cylindrowego silnika spalinowego z zapłonem iskrowym oraz układu wykorzystania ciepła odpadowego. W ramach badań eksploatacyjnych instalacji przeprowadzono badania parametryczne, w tym wpływu składu paliwa i jego zawilgocenia na jakość gazu generatorowego, analizę dynamiki gazogeneratora w odpowiedzi na zmianę strumienia powietrza, analizę efektywność procesu wytwarzania energii elektrycznej oraz analizę toksyczności spalin. Przeprowadzono również badania wpływu ilości osadów ściekowych w strumieniu paliwa stwierdzając, że dla mieszanki 40% peletu drzewnego i 60% osadu wartość opałowa gazu generatorowego przekracza 4 MJ/m^3 co zapewnia wciąż stabilne warunki pracy silnika spalinowego. Najważniejszym efektem długotrwałych testów eksploatacyjnych jest stabilny skład i wydatek gazu generatorowego oraz stosunkowo wysoki stopień konwersji energii, gdzie sprawność tzw. uzysku energii elektrycznej z biomasy wyniosła ponad 20%.

Tego typu rozwiązanie technologiczne wymaga niższych, w porównaniu z innymi, nakładów inwestycyjnych oraz niższych kosztów eksploatacji i obsługi. Wydaje się, że jej zastosowanie otwiera obiecującą możliwość przyjaznego dla środowiska unieszkodliwiania odpadów połączonego z konwersją zawartej w nich energii, która w przeciwnym razie pozostałaby niewykorzystana. □

inż. Wiesław Jodkowski, dr inż. Andrzej Sitka, mgr inż. Bogusław Szumiło,
Instytut Techniki Cieplnej i Mechaniki Płynów, Politechnika Wrocławska

Zgazowanie frakcji nadsitowej odpadów komunalnych z wytwarzaniem energii cieplnej*

Zgazowanie odpadów komunalnych jest technologią alternatywną dla dużych spalarni odpadów. Optymalna wydajność takiej instalacji wynosi 2-3 Mg/h. W pracy przedstawiono wstępne badania wykonane na instalacji w skali technicznej, o wydajności 500 kg/h. Wykonano analizy własności fizykochemicznych frakcji nadsitowej odpadów komunalnych poddanych zgazowaniu w obrotowej komorze zgazowania. Pobrano próbki gazu procesowego wytwarzanego w czasie zgazowania odpadów i wykonano analizę chromatograficzną składu gazu. Na podstawie uzyskanych wyników wyznaczono wartość opałową gazu. □

Praca powstała w wyniku realizacji Programu Strategicznego pn. „Zaawansowane technologie pozyskiwania energii"

mgr inż. Łukasz Kowalczyk, prof. zw. dr hab. inż. Witold Elsner, prof. dr hab. inż. Stanisław Drobniak,
Instytut Maszyn Cieplnych, Politechnika Częstochowska

Analiza efektywności ekonomicznej bloków węglowych na parametry nadkrytyczne o mocach 400-800 MW*

Artykuł poświęcony jest analizie ekonomicznej nadkrytycznych bloków węglowych o mocach z przedziału 400-800 MW. Analiza została przeprowadzona dla struktury obiegu cieplnego zbliżonej do bloku nadkrytycznego 460 MW pracującego w Elektrowni Łagisza. W obliczeniach zastosowano procedurę liczenia kosztów w oparciu o metodę RRM (*Revenue Requirement Method*), stosowaną m.in. przez EPRI (*Electric Power Research Institute*) and NREL (*National Renewable Energy Laboratory*), która została zaimplementowana w module obliczeniowym zintegrowanym z pakietem do rozwiązywania równań bilansowych IPSEpro firmy SimTech. Podstawową zaletą metody RRM jest możliwość szczegółowej oceny kosztów inwestycji, analiza oparta jest na wyrównanych kosztach i dochodach, co zapewnia wiarygodne oszacowanie minimalnego poziomu zwrotu nakładów inwestycyjnych. Na wstępie przeprowadzono obliczenia termodynamiczne i porównano wartości podstawowych wskaźników pracy bloku ,jak również wartości parametrów czynnika roboczego w wybranych punktach obiegu. W ramach analizy ekonomicznej oprócz szczegółowej analizy kosztów oraz takich wskaźników jak całkowity koszt inwestycji (TCI), wyrównany koszt paliwa (LFC), wyrównany koszt produktu głównego (MPUC), przeprowadzono oszacowanie wrażliwości m.in. na cenę zakupu energii elektrycznej. Uzyskane wyniki odniesiono do danych literaturowych zamieszczonych w ocenie technologiczno-ekonomicznej przeprowadzonej przez firmę Foster Wheeler (Fan. Z., Robertson A., Goidich S., Roche R., 2007). □

Praca powstała w wyniku realizacji Programu Strategicznego pn. „Zaawansowane technologie pozyskiwania energii"

dr hab. inż. Adam Cenian, Instytut Maszyn Przepływowych PAN w Gdańsku

Innowacyjne technologie OZE - typoszereg mikroinstalacji kogeneracyjnych*

Rys. 1. Typoszereg instalacji zgazowania biomasy powstających w IMP PAN Gdańsk, UWM Olsztyn oraz IBWM/PCz Częstochowa

Biomasa odpadowa (rolnicza, leśna, przemysłowa i municypalna), do dziś w kraju niewykorzystana w stopniu zadowalającym, będzie odgrywać znaczącą rolę w najbliższej przyszłości ze względu na daleko posunięte wymagania legislacji UE (patrz Dyrektywa 2008/98/EC). Świadomość tego dała silny impuls do rozwoju biogazowni odpadowych dla biomasy mokrej (nielignocelulozowej) oraz instalacji zgazowania dla biomasy suchej.

Typoszereg tego typu instalacji wraz z dokumentacją oraz powiązanymi innowacyjnymi technologiami materiałowymi i procesowymi powstaje w ramach Projektu Strategicznego Zadanie 4 (PS-Z4) - rys. 1. □

Praca powstała w wyniku realizacji Programu Strategicznego pn. „Zaawansowane technologie pozyskiwania energii"

dr inż. Tomasz Golec, Instytut Energetyki w Warszawie

Instalacja zgazowania KAJOT produkująca gaz o wysokiej wartości kalorycznej i wysokiej czystości*

W ramach Etapu 21 Zadania 4 projektu został zbudowany i przetestowany modelowy reaktor zgazowania z rozdzielonymi strefami pirolizy, zgazowania i spalania - KAJOT opracowany w Instytucie Energetyki. Nowatorska konstrukcja reaktora umożliwia produkcję gazu o wysokiej czystości i wysokiej wartości opałowej w prostym procesie zgazowania biomasy powietrzem.

Układ modelowego reaktora KAJOT zasilany jest zrębkami drzewnymi, moc układu wynosi 20-30 kW w paliwie.

Przeprowadzone testy wykazały zdolność reaktora do produkcji paliwa gazowego ze sprawnością powyżej 75%, średni molowy skład gazu wynosi: wodór 25%, tlenek węgla 19%, metan 2%, ditlenek węgla 13,5%, azot ok. 40%; wartość opałowa gazu ok. 6 MJ/m^{3}n.

Gaz charakteryzuje się wysoką czystością: zawartość związków organicznych (o masie molowej >78 g/mol) wynosi poniżej 500 mg/m^{3}n.

Kierunki dalszych prac nad reaktorem modelowym i oczekiwane efekty:

- wzrostu sprawności procesu i wartości opałowej gazu. Oczekiwana wartość opałowa gazu 7-8 MJ/m^{3}n,
- przeprowadzenie testów prostego oczyszczania gazu poprzez chłodzenie i filtrację do czystości wystarczającej do bezpośredniej aplikacji w typowym silniku spalinowym bez dodatkowych modułów oczyszczania,
- poprawa czystości spalin przez optymalizację strefy spalania, w celu zmniejszenia emisji,
- recyrkulacja kondensatu w celu uzyskania technologii bezodpadowej.

W Etapie 22 planuje się badania skalowalności reaktora KAJOT, w tym budowę układu o mocy 150 kW i jego testy.

Planowana jest budowa układu kogeneracyjnego na bazie zgazowania biomasy KAJOT oraz silnika spalinowego z agregatem prądotwórczym. □

**Praca powstała w wyniku realizacji Programu Strategicznego pn. „Zaawansowane technologie pozyskiwania energii"*

prof. dr hab. Janusz Gołaszewski, Uniwersytet Warmińsko-Mazurski w Olsztynie

Bioprocesy wytwarzania energii*

Szacuje się, że znaczna część z tysięcy produktów dzisiejszej rafinerii petrochemicznej będzie miała w przyszłości swoje odpowiedniki lub zamienniki w produktach ze źródeł odnawialnych wytwarzanych w tzw. zintegrowanej biorafinerii (bioenergia, biopaliwa, biomateriały, biochemikalia). W ramach prac badawczo-rozwojowych zainicjowanych w Zadaniu 4 Programu Strategicznego NCBiR powstają pierwsze w kraju dwie pilotażowe linie technologiczne wytwarzania biopaliw II generacji. Pierwsza z linii technologicznych umożliwia konwersję masy lignocelulozowej do bioetanolu, druga zaś hodowlę alg olejowych oraz konwersję uzyskanego biooleju do energii użytecznej. W założeniach projektowych obu instalacji zintegrowano zarówno źródła surowcowe (biomasa drzewna, wodna i odpadowa), jak i procesy wytwarzania energii w oryginalnych instalacjach procesów biologicznych i termochemicznych oraz ogniw paliwowych: etanolowego (DEFC) i mikrobiologicznego (MFC).

Instalacja do wytwarzania bioetanolu z surowca lignocelulozowego obejmuje szereg oryginalnych rozwiązań technicznych składających się na kompletną linię technologiczną procesów: (I) obróbki wstępnej: młyn, reaktor ciśnieniowy eksplozji pary i hydrolizy chemicznej, (II) hydrolizy enzymatycznej: reaktory hydrolityczne, (III) separacji frakcji i zatężania, (IV) fermentacji alkoholowej: fermentory oraz (V) oczyszczania i zatężania etanolu: kolumny destylacyjna i rektyfikacyjna. W odniesieniu do odpadów poprocesowych i uzyskanego biopaliwa opracowano technologie i wykonano (VI) pilotażowe instalacje przetwarzania/wytwarzania energii.

Na linię technologiczną instalacji do wytwarzania oleju z alg składają się (I) bioreaktory hodowli alg olejowych zasilane energią odnawialną - PV, (II) prasa do pozyskania biooleju oraz (III) silnik spalinowy.

Efekt energetyczno-ekonomiczny biorafinerii wynika z kaskady procesów systematycznego odzyskiwania z bio-

masy wartościowych produktów, w tym biopaliw i energii. Zatem wymienione linie technologiczne wraz z szeregiem pilotażowych instalacji wspomagających należy rozważać w kategoriach składowych wartości dodanej wszystkich procesów wytwórczych. W kontekście prognoz gospodarczych, obie linie technologicznej mają bardzo duży potencjał wdrożeniowy, ponieważ zadecydują o przyszłym rynku bioproduktów oraz energetyki odnawialnej. □

*Praca powstała w wyniku realizacji Programu Strategicznego pn. „Zaawansowane technologie pozyskiwania energii"

dr inż. Sławomir Wiśniewski, Katedra Techniki Cieplnej, Zachodniopomorski Uniwersytet Technologiczny w Szczecinie

Chłodzenie ogniwa paliwowego typu PAFC z wykorzystaniem układu ORC z mokrymi i suchymi czynnikami obiegowymi*

Wykorzystywanie węgla do produkcji energii elektrycznej w konwencjonalnych elektrowniach negatywnie wpływa na środowisko naturalne. To negatywne działanie wynika z faktu emisji do atmosfery CO_2, NO_x i innych związków, które wydzielają się w trakcie spalania tego paliwa. Dodatkowo sprawność konwersji energii chemicznej zawartej w węglu w energię elektryczną w klasycznych elektrowniach odbywa się przy niezbyt wysokich sprawnościach (rzędu 35-40%), co dodatkowo przyczynia się do wzrostu emisji. Zauważalne w ostatnim czasie zmiany klimatyczne, będące skutkiem postępującej degradacji środowiska naturalnego, stały się bodźcem do wielokierunkowych działań. Do działań tych zaliczyć można poszukiwanie alternatywnych źródeł energii, ograniczanie emisji w istniejących układach, podwyższanie sprawności układów generujących energię elektryczną oraz wprowadzanie i rozwijanie nowych wysokosprawnych instalacji energetycznych. Niską emisją CO_2 oraz wysoką sprawnością wytwarzania energii elektrycznej charakteryzują się ogniwa paliwowe. Technologie ogniw paliwowych są dość mocno rozwijane, a aktualne trendy ukierunkowane są na zastosowanie tych układów do celów energetycznych. Ogniwa paliwowe, poza energią elektryczną, generują także energię cieplną. Z tego względu układy takie mogą pracować w kogeneracji, co zwiększa ich sprawność.

W niniejszym referacie przeanalizowano możliwość wykorzystania energii cieplnej generowanej w ogniwie paliwowym typu PAFC do zasilania układu ORC (*Organic Rankine Cycle*). W pracy założono, że analizowane ogniwo zasilane jest paliwem pochodzącym ze zgazowania biomasy. Ogniwo PAFC to ogniwo, w którym elektrolitem jest kwas fosforowy o wysokim stężeniu. Ze względu na przewodność tego elektrolitu oraz trwałość ogniwa optymalna temperatura pracy tego ogniwa wynosi 150-200°C. Czynnik chłodzący ogniowo o takiej temperaturze z powodzeniem można wykorzystać do zasilania układu ORC. W analizie uwzględniono różne organiczne czynniki obiegowe układu ORC. Obliczenia dotyczące mocy elektrycznej generowanej w układzie ORC oraz sprawności tego układu, w celach porównawczych, dokonano dla kilku czynników z grupy tzw. czynników suchych oraz kilku z grupy czynników mokrych. W pracy przyjęto, że w układzie ORC realizowany jest podkrytyczny obieg Clausiusa-Rankine'a, w którym skraplanie czynnika organicznego odbywa się w temperaturze 30°C. □

*Praca powstała w wyniku realizacji Programu Strategicznego pn. „Zaawansowane technologie pozyskiwania energii"

inż. Wiesław Jodkowski, dr inż. Andrzej Sitka, prof. dr hab. inż. Kazimierz Wójs,
Instytut Techniki Cieplnej i Mechaniki Płynów, Politechnika Wrocławska

Technologia energetycznego wykorzystania produktu ubocznego powstającego przy produkcji bioetanolu*

Technologia opracowana w ramach Programu Strategicznego „*Zaawansowane technologie pozyskiwania energii*" w pracach Zadania Badawczego nr 4 „*Opracowanie zintegrowanych technologii wytwarzania paliw i energii z biomasy, odpadów rolniczych i innych*".

Zaproponowana technologia energetycznego wykorzystania wywaru gorzelnianego pozwala na spalanie wywaru odwodnionego mechanicznie do wilgotności 60%, bez konieczności suszenia termicznego i bez udziału paliwa pomocniczego.

Wywar gorzelniany może być źródłem energii cieplnej, zużywanej w procesie destylacji alkoholu. Wartość energetyczna tego odpadu jest wystarczająca na pokrycie zapotrzebowania na energię procesu destylacji. Zastąpienie paliw kopalnych odwodnionym mechanicznie wywarem gorzelnianym, będącym biomasą, pozwoli poprawić efektywność energetyczną produkcji bioetanolu, obniżyć udział energii paliw kopalnych w produkcji bioetanolu, wyeliminować emisję CO_2 z procesu produkcji, uzyskać oszczędności na paliwie oraz uprościć proces technologiczny.

Obecnie technologia jest w fazie badań na instalacji pilotowej w skali półtechnicznej, których celem jest dobór i optymalizacja parametrów procesu zgazowania, takich jak temperatura, strumień powietrza do zgazowania, gabaryty urządzeń w stosunku do wymaganej mocy. Wyniki uzyskane w tych badaniach będą stanowić dane wyjściowe do zaprojektowania instalacji w skali technicznej, gotowej do wdrożenia. □

Praca powstała w wyniku realizacji Programu Strategicznego pn. „Zaawansowane technologie pozyskiwania energii"

mgr inż. Izabella Maj, dr inż. Piotr Ostrowski, mgr inż. Michał Polok,
Instytut Maszyn i Urządzeń Energetycznych, Politechnika Śląska

Analiza procesu konwersji termicznej paliw alternatywnych - biomasy oraz odpadów przemysłowych i komunalnych*

Unia Europejska stawia krajom członkowskim restrykcyjne wymagania dotyczące udziału odnawialnych źródeł energii w bilansie energetycznym. Biorąc pod uwagę obecnie obowiązujące regulacje prawne, ceny energii elektrycznej i ciepła oraz stosowane wsparcie finansowe największym potencjałem do wykorzystania w Polsce jest przede wszystkim biomasa. Równie istotny jest problem energetycznego wykorzystania odpadów, ponieważ znaczne ich ilości, pomimo dużego potencjału energetycznego, są bezpowrotne tracone na wysypiskach, będąc jednocześnie obciążeniem dla środowiska. Możliwość rozwiązania tego problemu stworzyć może powiązanie interesów i działań posiadaczy odpadów z ewentualnymi wytwórcami energii w sposób umożliwiający racjonalną termiczną konwersję akceptowalną przez nich pod względem ekonomicznym i technicznym. W artykule przedstawiono wyniki badań paliw alternatywnych (biomasy oraz odpadów komunalnych i przemysłowych) pod kątem ich podatności do termicznej konwersji przy użyciu spalin jako czynnika konwertującego, w celu ich wykorzystania do pośredniego współspalania w kotłach energetycznych.

Badania przeprowadzone zostały w laboratoryjnym reaktorze zaprojektowanym i wykonanym specjalnie do tego celu. Jako czynnik zgazowujący użyte zostały modelowe spaliny, pochodzące ze spalania węgla kamiennego. Dla procesu prowadzonego w reaktorze przemysłowym spaliny pobierane będą z ciągu konwekcyjnego kotła, a gaz wynikowy po konwersji recyrkulowany będzie do komory spalania (sposób i instalacje chronione są patentami opracowanymi w Politechnice Śląskiej).

Badaniom poddane zostało kilka rodzajów paliw alternatywnych o znanym składzie. Wyniki badań dostarczyły informacji o przydatności tych paliw do konwersji termicznej oraz pozwoliły ocenić wpływ wybranych warunków prowadzenia procesu na jego przebieg. □

Praca powstała w wyniku realizacji Programu Strategicznego pn. „Zaawansowane technologie pozyskiwania energii"

prof. dr hab. inż. Jan Kiciński, dr hab. inż. Piotr Lampart, mgr inż. Sebastian Bykuć, dr inż. Mariusz Szymaniak,
Instytut Maszyn Przepływowych PAN w Gdańsku

Pilotażowe instalacje kogeneracyjne/poligeneracyjne z układem ORC*

Jedną z obiecujących technologii generacji mocy w Gminnych Centrach Energetycznych są układy siłowni realizujące obieg Clausiusa-Rankine'a z zastosowaniem czynników organicznych, tj. układy ORC (ang. *Organic Rankine Cycle*). Siłownie ORC mogą stanowić podstawowy układ generacji mocy, ale równie dobrze mogą być stosowane do nadbudowy innych układów opartych na silniku spalinowym bądź turbinie gazowej. W pierwszym przypadku źródłem ciepła dla układu ORC jest zwykle kocioł np. biomasowy, w drugim - ciepło odpadowe pochodzące ze spalin silnika lub układu chłodzenia. Wówczas siłownia ORC, pracująca w układzie kombinowanym, pozwala na znaczne zwiększenie sprawności generacji energii elektrycznej.

W ramach Programu strategicznego PS - Z4 w IMP PAN budowane są dwie instalacje pilotażowe:

- poligeneracyjny układ ORC o mocy elektrycznej 100 kW, cieplnej 400 kW, stanowiący model dla kompleksu agroenergetycznego, składający się z kotła, układu oleju termalnego odbierającego ciepło spalin, układu siłowni ORC pracującej na oleju silikonowym MDM z turbogeneratorem, strumienicowego układu chłodniczego oraz przyłącza do sieci energetycznej i ciepłowniczej. W końcowym efekcie siłownia produkuje z ciepła napędowego: energię elektryczną, ciepło użytkowe oraz chłód;
- układ kogeneracyjny gazowo/parowy o mocy 0.5 MWe z silnikiem spalinowym nadbudowanym układem ORC, w ramach którego za silnikiem spalinowym zainstalowany jest kocioł odzysknicowy przekazujący ciepło spalin z silnika do układu oleju termalnego zasilającego niskotemperaturowy układ ORC pracujący na czynniku SES36 z turbogeneratorem. Dodatkowo ciepło chłodzenia silnika wykorzystywane jest na cele ciepłownicze.

Przedstawione urządzenia charakteryzują się znacznym potencjałem wdrożeniowym w zakresie energetyki rozproszonej opartej na lokalnych źródłach energii. □

Praca powstała w wyniku realizacji Programu Strategicznego pn. „Zaawansowane technologie pozyskiwania energii"

dr inż. Sławomir Wiśniewski, dr inż. Radomir Kaczmarek,
Katedra Techniki Cieplnej, Zachodniopomorski Uniwersytet Technologiczny w Szczecinie

Analiza porównawcza efektywności pracy układów ORC i parowego zasilanych energią cieplną spalin z turbiny gazowej*

Układy z turbinami gazowymi są coraz częściej wykorzystywane w różnych gałęziach przemysłu, nie tylko w energetyce. Wiele zakładów przemysłowych wykorzystuje turbiny gazowe jako własne źródło energii mechanicznej, elektrycznej i cieplnej. Układy turbin gazowych, z uwagi na potrzeby związane z napędem sprężarki powietrza, charakteryzują się niezbyt wysoką sprawnością wytwarzania energii elektrycznej (nieco powyżej 30% w przypadku prostych układów o niedużej mocy). Kolejną cechą charakterystyczną tych układów jest bardzo wysoka temperatura spalin opuszczających turbinę gazową, przekraczająca w niektórych przypadkach 500°C. Taka temperatura spalin umożliwia wykorzystanie zawartej w nich energii cieplnej do różnych celów technologicznych oraz ciepłowniczych. To sprawia, że w praktyce dość często spotykane są układy gazowo-parowe, czyli układy składające się z zespołu turbiny gazowej oraz sprzężonej z tym zespołem siłowni parowej. Rozwiązania takie stosowane są zazwyczaj w przypadku turbin gazowych dużej mocy, w których dysponujemy dużymi strumieniami spalin.

W niniejszym referacie przedstawiona zostanie analiza efektywności pracy układu ORC sprzężonego cieplnie z turbiną gazową. Przy czym w rozpatrywanym przypadku do zasilania turbiny gazowej wykorzystywany jest gaz będący produktem procesu zgazowania biomasy. W analizie układu ORC uwzględnione zostaną różne czynniki obiegowe - zarówno czynniki mokre, jak i suche. Efektywność pracy układów ORC z różnymi czynnikami organicznymi porównana zostanie z efektywnością pracy siłowni parowej, z wodą jako czynnikiem obiegowym, sprzężonej cieplnym z tym samym układem turbiny gazowej. Ocena efektywności pracy rozpatrywanych układów przeprowadzona zostanie w oparciu o wielkość osiąganej mocy elektrycznej oraz sprawności.

Praca powstała w wyniku realizacji Programu Strategicznego pn. „Zaawansowane technologie pozyskiwania energii"

prof. dr hab. inż. Dariusz Mikielewicz [2,1], mgr inż. Paweł Ziółkowski[1], prof. dr hab. inż. Jarosław Mikielewicz[1]
1)Instytut Maszyn Przepływowych PAN, 2)Wydział Mechaniczny, Politechnika Gdańska

Współpraca elektrowni o mocy 900 MW z układem odzysku ciepła zasilającym ORC*

W pracy analizowane są kwestie związane z wykorzystaniem ciepła odpadowego z bloku energetycznego elektrowni o parametrach nadkrytycznych o mocy 900 MW. Zagadnieniem, naa którym skupiono uwagę jest pełne wykorzystanie potencjału ciepła o mocy 200 MW i temperaturze 90 °C, powstałego w wyniku zagospodarowania ciepła odpadowego w elektrowni. Ciepło to wykorzystane jest do grzania układu ORC. Jest to niewystarczający poziom temperatury, aby uzyskać atrakcyjne sprawności termiczne obiegu ORC i dlatego obieg ten jest dodatkowo dogrzewany ciepłem pary upustowej. W pracy przedstawiono model numeryczny układu hybrydowego łączącego blok nadkrytyczny 900 MWe z obiegiem ORC.

W pracy przedstawiono obliczenia numeryczne bloku nadkrytycznego dla płynu roboczego etanolu, tym razem przy wykorzystaniu dwóch upustów pary wodnej do końcowego odparowania czynnika ORC. Było to podyktowane faktem, że w dotychczasowych pracach etanol, pomimo faktu, że termodynamicznie jest najlepszym z dotychczas wykorzystywanych czynnikiem roboczym, to jednak w konfrontacji z innymi czynnikami okazywało się, że brak jest w instalacji upustów ciepła wymaganej jego ilości, żeby w całości wykorzystać posiadane ciepło odpadowe. Do analizy parametrów eksploatacyjnych obiegu podobnie jak w powyższych opracowaniach posłużono się komercyjnym kodem Aspen Plus.

W pracy przeprowadzono analizę:

- przy zmianie ciśnienia i temperatury nasycenia,
- przy zmianie strumienia masowego płynącego na ORC z pierwszego upustu,
- przy zmianie drugiego upustu i przy zmianach w konfiguracji.

Dla trzech najkorzystniejszych wyników uzyskujemy następujące przyrosty sprawności: - dla obiegu hybrydowego przy strumieniu pary z upustu pierwszego m_1^{extr}= 0,0 kg/s na ORC oraz przy strumieniu pary z upustu drugiego m_2^{extr} =15,3 kierowanego na ORC $\Delta\eta_{re}$ = 1,19%; - dla dwóch oddzielonych układów obieg ORC i blok nadkrytyczny = 1,26%; oraz układu hybrydowego przy pełnej regeneracji kondensatu oraz oddzielnym obiegiem ORC $\Delta\eta_{re}$ =1,26%. □

Praca powstała w wyniku realizacji Programu Strategicznego pn. „Zaawansowane technologie pozyskiwania energii"

prof. dr hab. inż. Dariusz Mikielewicz [2,1], dr inż. Jan Wajs [2,1], prof. dr hab. inż. Jarosław Mikielewicz[1],
1) Instytut Maszyn Przepływowych PAN, 2) Wydział Mechaniczny, Politechnika Gdańska

Mikrosiłownia domowa jako źródło energii cieplnej i elektrycznej*

Obiektem rozważań podejmowanych w ramach pracy jest kocioł gazowy sprzężony z laboratoryjnym modułem mikro-ORC. W badaniach zastosowano komercyjny kocioł, przeznaczony do użytkowania w gospodarstwach domowych. Jest to kocioł gazowy firmy De Dietrich (DTG X23N) o mocy cieplnej 25 kW. Przy wyborze kotła jako źródła ciepła kierowano się jak największą popularnością pod kątem mocy grzewczej całej jednostki ORC w gospodarstwach domowych. Głównym celem badań było określenie zakresu temperatur płynu, osiąganych strumieni ciepła oraz sprawności całego układu.

Badania wstępne pokazały, że kocioł gazowy jest w stanie dostarczyć nasyconą/przegrzaną parę etanolu o parametrach niezbędnych do prawidłowego funkcjonowania jednostki ORC. W opinii autorów może on być zatem wykorzystany jako źródło ciepła w domowych siłowniach mikro-CHP. Jest to bardzo ważny wniosek w świetle dalszych badań nad rozwojem kogeneracyjnych urządzeń domowych. □

Praca powstała w wyniku realizacji Programu Strategicznego pn. „Zaawansowane technologie pozyskiwania energii"

dr inż. Aleksander Sobolewski, Sławomir Stelmach, Tomasz Iluk, Mateusz Szul, Instytut Chemicznej Przeróbki Węgla

Zgazowanie biomasy w reaktorze ze złożem stałym GazEla - wpływ skali na przebieg procesu*

W artykule autorzy przeprowadzili porównanie wyników eksperymentalnych prac nad zgazowaniem biomasy w 3-strefowym reaktorze ze złożem stałym GazEla. Pilotowa instalacja zgazowania biomasy o mocy 60 kWt, mieszcząca się w IChPW, stanowi zaplecze badawcze dla pracowników Instytutu, pracujących nad rozwojem technologii konwersji paliw stałych w procesie zgazowania. Rezultaty badań doświadczalnych zostały wykorzystane podczas opracowywania założeń dla instalacji demonstracyjnej o mocy 1,5 MWt. W 2011 r. Instytut wraz z firmą Syngaz Sp. z o.o. (jako partnerem komercyjnym oraz inwestorem w tej tematyce) podjął działanie mające na celu budowę oraz rozruch technologiczny demonstracyjnej instalacji zgazowania zintegrowanej z układem CHP. Zebrane podczas pracy instalacji demonstracyjnej wyniki zostały zestawione i porównane z wynikami otrzymanymi podczas badań prowadzonych na instalacji pilotowej. Autorzy przedstawiają wpływ powiększenia skali na pracę reaktora oraz na sposób prowadzenia procesu. Artykuł porusza tematykę zgazowania biomasy drzewnej w procesach energetycznych i związane z tym ograniczenia technologiczne zgazowarki, tak aby zapewniała ciągłość pracy przy utrzymaniu wysokiej całkowitej sprawności układu. Przeprowadzono zestawienie porównawcze różnych rozwiązań reaktorów ze złożem stałym wykorzystywanych w procesach zgazowania. W pracy wzięto również pod uwagę wpływ parametrów produkowanego gazu procesowego na możliwość jego dalszego zastosowania w procesach energetycznych oraz chemicznych, mają one znaczący wpływ na stopień skomplikowania instalacji zgazowania. Wysoka stabilność, łatwość kontroli procesu oraz wysokie parametry wytwarzanego gazu potwierdzają słuszność wybranej przez IChPW koncepcji wykorzystania biomasy dla układów kogeneracyjnych. □

Praca powstała w wyniku realizacji Programu Strategicznego pn. „Zaawansowane technologie pozyskiwania energii"

dr hab. inż. Halina Pawlak-Kruczek, prof. nadzw. PWr., Politechnika Wrocławska
Kierownik projektu „Wstępne suszenie węgla brunatnego do celów energetycznych"

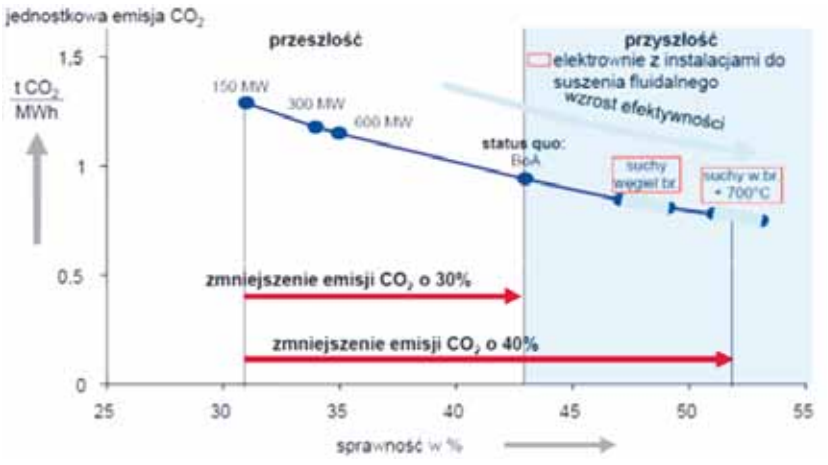
Wstępne suszenie węgla brunatnego dla celów energetycznych

Powszechnie uważa się, że węgiel będzie odgrywać kluczową rolę w europejskim i światowym bilansie energetycznym z powodu, że jest najtańszym paliwem kopalnym i o największych zasobach. Zwłaszcza węgiel brunatny, w wielu krajach europejskich, gwarantuje efektywne i ekonomiczne wytwarzanie energii w perspektywie kilkudziesięciu lat. Decyzja polityczna w kierunku dalszego zwiększania udziału energii odnawialnej w UE, wynikająca głównie z wiatru i ogniw fotowoltaicznych, prowadzi do istotnych zmian w strukturze systemu energii elektrycznej w Europie. Potrzebne będą nowe inwestycje w nową infrastrukturę, zdolną do zapewnienia stabilności sieci energetycznej. Elektrownie węglowe będą zmuszone do większej ich elastyczności, w tym obniżenia minimum technicznego, w wyniku zmian strukturalnych produkcji energii.

Jednocześnie elektrownie na węgiel brunatny muszą podjąć działania w kierunku minimalizacji ich oddziaływania na środowisko poprzez wzrost wydajności netto - sprawności i zmniejszenie emisji gazów spalinowych, w tym obniżenie emisji CO_2.

Wstępne suszenie węgla brunatnego do spalania lub współspalania w kotłach istniejących i nowych elektrowniach jest uważane za kluczową technikę, do osiągnięcia wyżej wymienionych celów. Stąd też, w zależności od rodzaju węgli, konieczne jest opracowanie nowych technicznych koncepcji suszenia węgla brunatnego w zastosowaniu do istniejących bloków, jak i do nowych, w celu uzyskania większej ich elastyczności oraz sprawności.

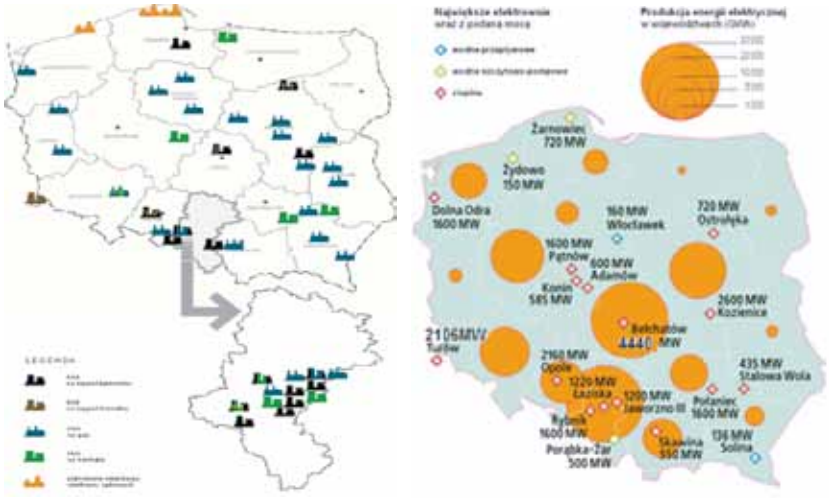
Nowe bloki na węgiel brunatny, w tym w technologii spalania tlenowego, wymagają wstępnego suszenia węgla brunatnego. Spalanie wstępnie suszonego węgla pozwala na znaczne poprawienie sprawności, w tym redukcję CO_2, co pokazuje rysunek 1.



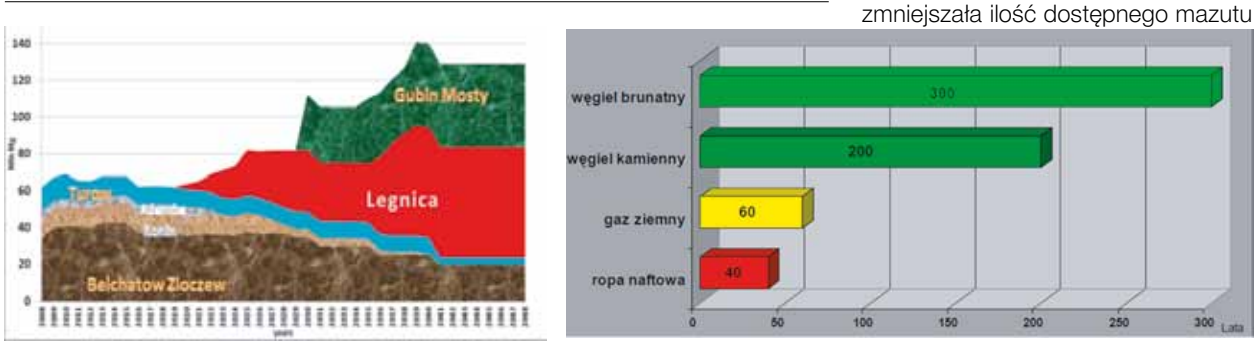
1. Spalanie wstępnie suszonego węgla pozwala na znaczne poprawienie sprawności, w tym redukcję CO2 Źródło: VGB, RWE

Istotnym zagadnieniem dla istniejących bloków jest integracja układu suszenia w układ bloku energetycznego. W Polsce około 30% energii pochodzi z elektrowni opalanych węglem brunatnym. Struktura produkcji energii w Polsce jest przedstawiona na rysunku 2. Ponadto zasoby węgla brunatnego są też ogromne - patrz rysunek 3.

Skala problemu poprawy sprawności bloków elektrowni opalanych węglem brunatnym jest ogromna, po pierwsze z powodu ilości produkowanej energii w Polsce i świecie (patrz rysunek 3a i b) i po drugie z powodu ekonomii oraz dostępności źródeł węgla brunatnego tj. zasobów - patrz rysunek 3b.



Rys. 2. Produkcja energii w Polsce - elektrownie opalane węglem kamiennym i brunatnym



Rys. 3. Zasoby węgla brunatnego w Polsce (a) i w świecie - perspektywa czasowa (b)

Dodatkowym efektem opracowania skutecznych i efektywnych technologii suszenia węgla brunatnego może być zastosowanie wysuszonego węgla w innych sektorach przemysłu, w tym również w różnego rodzaju piecach.

Chociaż dotychczas opracowano kilka technologii suszenia węgla brunatnego, tylko kilka z nich testowano w skali półprzemysłowej, a nawet udało się zrealizować je w skali przemysłowej. Jednakże niemal wszystkie proponowane technologie wymagają skomplikowanych układów i części ciśnieniowych oraz zastosowania specjalnych stali na wymienniki ciepła. W rezultacie większość opracowanych technologii suszenia można zastosować tylko w nowych blokach, w których oczekuje się dużego wzrostu sprawności, aby skompensować wysokie koszty inwestycyjne. Natomiast polska energetyka węglowa posiada większość starych bloków w wieku ponad 10 lat.

Problem spalania wstępnie suszonego węgla w układzie bloku wpisuje się w działania w skali świata redukujące emisję CO_2. Zastosowanie suszenia węgla w układzie bloku poprawia jego sprawność. Obecnie przed podaniem do młyna węgiel jest suszony wstępnie za pomocą spalin w rurosuszarce. Skuteczność suszenia w rurosuszarce jest niska. Według różnych badaczy i badań własnych, wstępne zintegrowane suszenie węgla brunatnego umożliwia wzrost sprawności bloku i kotła o 3-5% oraz spadek emisji NOx, CO_2, SO_2 i Hg, zmniejszenie: strumienia wody w chłodni kominowej, potrzeb własnych elektrowni, erozji przewodów spalin, temperatura spalin za kotłem jest niższa, mniejszy jest strumień spalin i moc wentylatorów spalin, zwiększa się sprawność odpylania ze względu na mniejszą prędkość spalin, nowobudowane bloki mogą być mniejsze. Zastosowanie wyników z badań nad suszeniem węgla brunatnego może zmniejszyć negatywny wpływ na środowisko poprzez zmniejszenie emisji zanieczyszczeń w wyniku zmniejszenia zużycia węgla o około 500-950 tyś. ton rocznie. Suszony węgiel może być dodatkowo użyty do rozpalania kotła w miejsce mazutu. Technologie przeróbki ropy naftowej zmierzają do coraz lepszego jej wykorzystania, stąd będzie się zmniejszała ilość dostępnego mazutu do rozpalania kotła. Efektem dodatkowym projektu jest możliwość produkcji suszonego węgla na rynek. Suszenie węgla jest również przewidywane w technologii spalania w czystym tlenie OxyFuel.

Tak więc tanie, niezawodne i konkurencyjne koncepcje wstępnego suszenia, które mogą być instalowane w istniejących elektrowniach węgla brunatnego i mogą być używane jako opcja doposażenia w kierunku zwiększenia elastyczności i zmniejszenia emisji, nie są dostępne na rynku międzynarodowym. Nowa innowacyjna metoda suszenia węgla wykorzystująca ciepło odpadowe jest niezbędna elektrowniom opalanym węglem brunatnym.

Opracowanie innowacyjnej technologii suszenia stanowi generalny cel projektu pt. „Wstępne suszenie węgla brunatnego dla celów energetycznych" realizowanego na Politechnice Wrocławskiej w konsorcjum z Politechniką Opolską, Instytutem „Poltegor" i Elektrownią Turów. Głównym finalnym celem projektu jest opracowanie koncepcji nowych technologii suszenia węgla brunatnego w szczególności przy zastosowaniu niskotemperaturowych źródeł ciepła.

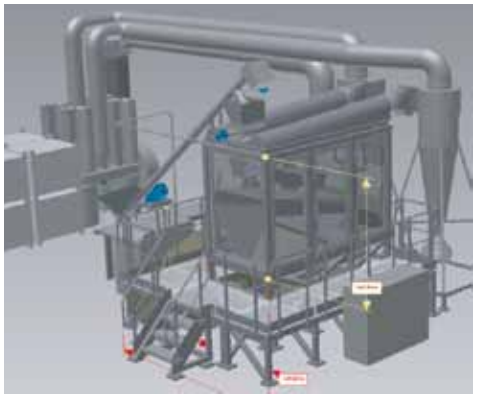
Zakres prac badawczo-rozwojowych obejmuje:

- Badania nad właściwościami węgli brunatnych i kinetyki suszenia dla wybranych węgli w zależności od temperatury końcowej suszenia i szybkości nagrzewania, w tym określenie kinetyki suszenia węgla w zależności od specyficznych warunków metody suszenia. Badania laboratoryjne dostarczyły danych, co do kinetyki suszenia w zależności od temperatury czynnika suszącego, (w badanym zakresie 35-80°C) oraz zużycia energii potrzebnej do suszenia w zależności od rodzaju suszarki.
- Badania w skali laboratoryjnej dla trzech różnych koncepcji suszenia węgli brunatnych (ksylitowych i ziemistych). Badania przeprowadzono w reaktorze obrotowym, wirowym fluidalnym, fluidalnym z układem wstępnego usuwania wilgoci metoda „impingingjet".
- Badania modelowania numerycznego, a w rezultacie opracowanie koncepcji suszarki pilotowej.
- Analiza potencjalnych źródeł ciepła odpadowego w elektrowni.
- Wybór optymalnej technologii ze względu na skuteczność suszenia i koszty całkowite.
- Kolejnym szczegółowym celem jest analiza wykorzystania wysuszonego węgla do rozpalania kotłów, jak również analiza właściwości wysuszonego węgla brunatnego pod kątem zastosowań w energetyce węgla kamiennego, tj. w rezultacie do obniżenia kosztów produkcji energii.
- Opracowanie technicznej koncepcji suszarki pilotowej oraz projektu konstrukcyjnego i wykonanie pilota.

W rezultacie w oparciu o wyniki badań i obliczeń numerycznych (rys.4) opracowano projekt i wykonano pilotową suszarkę fluidalną, której schemat przedstawia rysunek 5.

Rys. 4. Profile prędkości cząstek węgla w przekrojach poziomych i pionowych, m/s oraz trajektorie przepływu powietrza, m/s

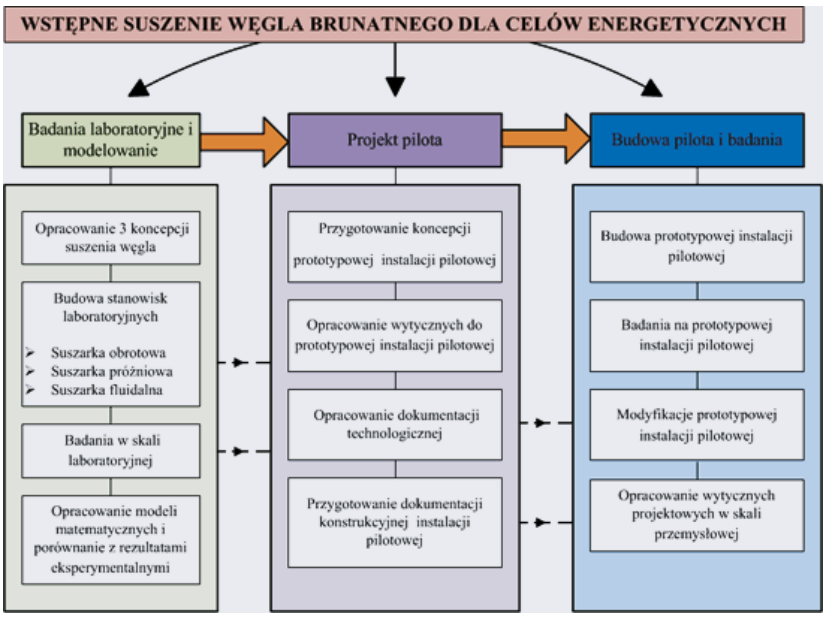
Podsumowanie programu projektu



Rys. 5. Widok instalacji suszarki pilotowej

Projekt obejmuje wszystkie aspekty związane z problemem suszenia węgla brunatnego, biorąc pod uwagę rodzaj węgla, dostępne źródła ciepła w powiązaniu z ekonomią procesu oraz wydajnością suszenia dla strumieni węgla koniecznych dla energetyki.

W rezultacie wynikiem ma być koncepcja i wytyczne projektowe dla suszarni w skali przemysłowej. □



dr hab. inż. Zbigniew Plutecki, prof. PO, mgr inż. Krystian Ryszczyk, mgr inż. Paweł Sattler**, Politechnika Opolska

Modelowanie ekspansji złoża fluidalnego w procesie suszenia węgla brunatnego*

Słowa kluczowe: fluidyzacja, suszarnie fluidalne, badania symulacje przepływów wielofazowych, weryfikacja obliczeń.

W artykule zostanie przedstawiony model matematyczny opisujący przepływ dwufazowy typu gaz - ciało stałe odpowiadający zjawiskom fluidyzacji wraz z towarzyszącym mu zjawiskiem dyfuzji wilgoci od fazy stałej do gazowej. Autorzy przedstawią ponadto przykład wykorzystania zaproponowanego modelu w badaniach związanych z parametryzacją procesu suszenia węgla brunatnego w suszarni fluidalnej o złożu fontannowo-pęcherzykowym. W tym celu zostanie przedstawiona implementacja modelu w geometrii 3D odpowiadającej wymiarom i kształtom rzeczywistej suszarni węgla brunatnego w środowisku ANSYS. Następnie zostaną przedstawione wybrane wyniki badań symulacyjnych, których celem było określenie między innymi wpływu prędkości i temperatury powietrza w złożu fluidalnym na efektywność procesu suszenia węgla brunatnego. Wyniki badań symulacyjnych poddane zostaną również ocenie ich jakościowej zgodności z uzyskanymi wynikami badań eksperymentalnych co pozwoli autorom potwierdzić przydatność zaproponowanej metodologii badań w doborze optymalnej konstrukcji i parametrów procesu pod kątem minimalizacji zużycia energii. □

*Praca powstała w wyniku realizacji Programu Operacyjnego Innowacyjna Gospodarka pn. „Wstępne suszenie węgla brunatnego do celów energetycznych"

**Stypendysta projektu pn. „Stypendia doktoranckie - inwestycja w kadrę naukową województwa opolskiego współfinansowanego przez Unię Europejską w ramach Europejskiego Funduszu Społecznego"

dr hab. inż. Zbigniew Plutecki, prof. PO, dr inż. Stanisław Anweiler, mgr inż. Krystian Ryszczyk, mgr inż. Paweł Sattler**, Politechnika Opolska

Wykorzystanie metody DPIV do weryfikacji eksperymentalnej obliczeń numerycznych na przykładzie suszarni węgla brunatnego*

Słowa kluczowe: fluidyzacja, suszarnie fluidalne, badania symulacje przepływów wielofazowych, weryfikacja obliczeń .

W artykule zostanie przedstawiona metodologia prowadzenia badań w zakresie przepływów dwufazowych ziaren węgla i powietrza w suszarkach fluidalnych, w celu określenia niezbędnych właściwości i parametrów przepływowych, zapewniających dużą intensywność procesu suszenia przy jednoczesnym minimalnym zużyciu energii. Badania polegają na wykorzystaniu metod wizualizacji procesu fluidyzacji oraz analizy obrazów uzyskanych w badaniach eksperymentalnych, a następnie wykorzystania ich w procesie budowy i adaptacji numerycznego modelu, opisującego zjawiska przepływów dwufazowych. Badania eksperymentalne przeprowadzono na stanowisku wykonanym z tworzyw przeźroczystych, które odpowiednio oświetlone systemem reflektorów i ekranów pozwala zrealizować akwizycję obrazu metodą jasnego pola. W wyniku uzyskano sekwencje obrazów, przedstawiających ewolucję struktury przepływu płynu dwufazowego gaz-ciało stałe, a następnie zastosowano analizę obrazu metodą DPIV (*Digital Particle Image Velocimetry*). Uzyskane wyniki przyjęto jako kryterium oceny badań symulacyjnych wykonanych w programie ANSYS. Uzyskane wyniki badań symulacyjnych zostaną porównane z wynikami z badań i analizy DPIV w celu weryfikacji. □

*Praca powstała w wyniku realizacji Programu Operacyjnego Innowacyjna Gospodarka pn. „Wstępne suszenie węgla brunatnego do celów energetycznych"

**Stypendysta projektu pn. „Stypendia doktoranckie - inwestycja w kadrę naukową województwa opolskiego współfinansowanego przez Unię Europejską w ramach Europejskiego Funduszu Społecznego"

dr hab. inż. Zbigniew Plutecki, prof. PO, mgr inż. Marcin Michalski, mgr inż. Krystian Ryszczyk, mgr inż. Paweł Sattler**,
Politechnika Opolska

Badanie termokinetyki procesu suszenia węgla brunatnego w suszarni fluidalnej o złożu fontannowo-pęcherzykowym*

W pracy zostaną przedstawione wyniki badań opisujących termokinetykę procesu suszenia węgla brunatnego w suszarni fluidalnej o złożu fontannowo-pęcherzykowym. Czynnikiem suszącym węgiel podczas badań laboratoryjnych było powietrze atmosferyczne o temperaturze zmienianej podczas kolejnych testów w zakresie od 20 do 70°C. Dobrany zakres temperaturowy czynnika odpowiada możliwości praktycznego wykorzystania w procesie suszenia tzw. niskotemperaturowych źródeł ciepła dostępnych w elektrowni. Przeprowadzono wiele badań eksperymentalnych dla dwóch węgli brunatnych: ksylitowego z Kopalni Bełchatów i ziemistego z Kopalni Turów dla różnych rozmiarów węgli i dla różnych temperatur powietrza. W oparciu o wyniki badań eksperymentalnych wyznaczono i przedstawiono przykładowe szybkości suszenia w funkcji zmiennej temperatury czynnika i wielkości ziaren. W celu praktycznego wykorzystania wyników w procesie projektowania instalacji suszących w skali technicznej wyznaczono funkcję dwuzmiennych opisującą wartość wilgotności podsuszanego węgla dla dowolnej temperatury czynnika suszącego i w dowolnej chwili czasu trwania procesu. □

*Praca powstała w wyniku realizacji Programu Operacyjnego Innowacyjna Gospodarka pn. „Wstępne suszenie węgla brunatnego do celów energetycznych"

**Stypendysta projektu pn. „Stypendia doktoranckie - inwestycja w kadrę naukową województwa opolskiego współfinansowanego przez Unię Europejską w ramach Europejskiego Funduszu Społecznego"

dr hab. inż. Zbigniew Plutecki, prof. PO, mgr inż. Krystian Ryszczyk, mgr inż. Paweł Sattler**, Politechnika Opolska

Energochłonność procesu suszenia węgla brunatnego w suszarni fluidalnej o złożu fontannowo-pęcherzykowym*

Ocena dowolnej dostępnej technologii suszenia węgla musi zostać poddana ocenie energochłonności procesu. Dzięki tej wiedzy przyszły inwestor może dokonywać oceny przydatności danej technologii w swoich konkretnych warunkach pozyskania energii niezbędnej do prawidłowej pracy urządzeń. Autorzy dysponując laboratoryjną instalacją doświadczalną własnej konstrukcji, przeprowadzili szereg testów na podstawie których wyznaczyli funkcje opisujące zużycie energii cieplnej i elektrycznej w dowolnej chwili trwania procesu suszenia. W artykule zostaną przedstawione funkcje opisujące wpływ wielkości ziaren, czasu i parametrów suszenia na energochłonność procesu oraz sposób wyznaczania optymalnych warunków suszenia z punktu widzenia minimalnego zużycia energii. Badania wykonano dla dwóch różnych węgli pobranych zza kruszarek w Elektrowni Turów oraz Bełchatów. Proces suszenia realizowano w suszarni fluidalnej o złożu fontannowo-pęcherzykowym. □

*Praca powstała w wyniku realizacji Programu Operacyjnego Innowacyjna Gospodarka pn. „Wstępne suszenie węgla brunatnego do celów energetycznych"

**Stypendysta projektu pn. „Stypendia doktoranckie - inwestycja w kadrę naukową województwa opolskiego współfinansowanego przez Unię Europejską w ramach Europejskiego Funduszu Społecznego"

mgr inż. Michał Czerep, dr hab. inż. Halina Pawlak-Kruczek, prof. nadzw. PWr, Politechnika Wrocławska

Badania procesu suszenia w obrotowej instalacji laboratoryjnej, określenie efektywności suszenia w zależności od parametrów procesu*

W pracy zawarto wyniki eksperymentalnych badań nad efektywnością procesu suszenia węgla brunatnego w suszarce obrotowej. Jako czynnika suszącego użyto powietrza o zmiennej temperaturze. Badania eksperymentalne przeprowadzono dla węgla brunatnego z Kopalni Turów. Badano wpływ różnych parametrów takich jak (temperatura powietrza, prędkość obrotowa rury, kąt pochylenia rury, strumień powietrza, strumień węgla) na efektywność suszenia. Wykonano krzywe kinetyk suszenia dla przeprowadzonych eksperymentów. □

*Praca powstała w wyniku realizacji Programu Operacyjnego Innowacyjna Gospodarka pn. „Wstępne suszenie węgla brunatnego do celów energetycznych"

mgr inż. Michał Czerep, dr hab. inż. Halina Pawlak-Kruczek, prof. nadzw. PWr, dr inż. Janusz Lichota, Politechnika Wrocławska

Badania procesu suszenia w fluidalnej instalacji laboratoryjnej „Torbed"za pomocą niskotemperaturowego powietrza*

W pracy zawarto wyniki eksperymentalnych badań nad efektywnością procesu suszenia węgli brunatnych w instalacji suszącej z reaktorem typu „Torbed", tj. zawirowane złoże fluidalne z przepływem toroidalnym. Suszarka w skali laboratoryjnej pracuje w sposób cykliczny, jednorazowo susząc ok 2,5 kg węgla. Jako czynnika suszącego podczas testów używano powietrza o relatywnie niskich temperaturach. Badania eksperymentalne przeprowadzono dla węgli brunatnych z Kopalni Bełchatów i Turów. Badano wpływ różnych parametrów, takich jak temperatura powietrza, strumień powietrza, pochodzenie węgla - na efektywność suszenia. Opracowano i porównano kinetykę suszenia i zużycie energii podczas suszenia. □

*Praca powstała w wyniku realizacji Programu Operacyjnego Innowacyjna Gospodarka pn. „Wstępne suszenie węgla brunatnego do celów energetycznych"

dr inż. Janusz Lichota, dr hab. inż. Halina Pawlak-Kruczek, prof. nadzw. PWr, mgr inż. Damian Ławniczak,
Politechnika Wrocławska

Wpływ współspalania podsuszonego węgla brunatnego na pracę kotła energetycznego*

W artykule zaprezentowano zerowymiarowy model kotła energetycznego, przeprowadzono przykładowe obliczenia pracy kotła i analizę uzyskanych wyników obliczeń. Obliczenia pokazują wpływ współspalania podsuszonego węgla na sprawność energetyczną kotła, strumień paliwa, strumień powietrza do spalania i strumień spalin. □

Praca powstała w wyniku realizacji Programu Operacyjnego Innowacyjna Gospodarka pn. „Wstępne suszenie węgla brunatnego do celów energetycznych"

dr hab. inż. Halina Pawlak-Kruczek, prof. nadzw. PWr, mgr inż. Michał Ostrycharczyk, mgr inż. Marcin Michalski,
Politechnika Wrocławska

Przegląd różnych metod i technologii suszenia węgla brunatnego*

W pracy przedstawiono różne technologie suszenia węgla brunatnego dostępne w skali badawczej i przemysłowej. Przeanalizowano parametry pracy urządzeń stosowanych w energetyce do suszenia węgla brunatnego. W pracy uwzględniono innowacyjne technologie oraz w fazie wdrożeń przemysłowych. Wśród wybranych urządzeń prezentowane są typy suszarek ,takie jak: obrotowa, rurowa, wibracyjna, pneumatyczna, uderzeniowa, fluidalna, młynowa. Szczególną uwagę poświęcono wdrożonym technologiom przemysłowym: WTA, DDWT oraz technologii pracującej w elektrowni Coal Creek Station. Przedstawione urządzenia wykorzystują do suszenia paliwa takie czynniki jak: powietrze atmosferyczne, spaliny oraz parę przegrzaną. W artykule przedstawiono korzyści wynikające z zastosowania innowacyjnych rozwiązań na przykładzie instalacji pilotażowych. □

Praca powstała w wyniku realizacji Programu Operacyjnego Innowacyjna Gospodarka pn. „Wstępne suszenie węgla brunatnego do celów energetycznych"

dr inż. Janusz Lichota, dr hab. inż. Halina Pawlak-Kruczek, prof. nadzw. PWr, Politechnika Wrocławska

Badania suszenia uderzeniowego

Artykuł pokaże wyniki badań eksperymentalnych suszenia węgla brunatnego mających na celu określenie wpływu suszenia uderzeniowego (ang. *impinging jet*) na wilgotność węgla brunatnego. Oprócz badań eksperymentalnych zostanie pokazany zweryfikowany teoretyczny model suszenia węgla dotyczący wymiany masy, tj. ubytku wilgoci w początkowej fazie suszenia. □

Praca powstała w wyniku realizacji Programu Operacyjnego Innowacyjna Gospodarka pn. „Wstępne suszenie węgla brunatnego do celów energetycznych"

dr hab. inż. Henryk Łukowicz, prof. nadzw Pol. Śl., prof. dr hab. inż. Tadeusz Chmielniak,
dr inż. Andrzej Kochaniewicz, mgr inż. Marcin Mroncz, Politechnika Śląska

Wpływ integracji suszarki węgla brunatnego na pracę bloku energetycznego*

Spośród wszystkich metod podnoszenia sprawności, suszenie węgla brunatnego kierowanego do kotła umożliwia uzyskiwanie najwyższych przyrostów sprawności bloku energetycznego. W kotle podczas spalania wilgotnego węgla znaczna część ciepła zużywana jest na odparowanie wilgoci zawartej w paliwie. W artykule przeanalizowano pracę bloku energetycznego zintegrowanego z suszeniem węgla. Ciepło do suszenia węgla pobierane jest z turbiny parowej. W wyniku poboru części pary zmianie ulegają warunki pracy turbiny (zmiana ciśnień oraz strumieni w upustach). Powoduje to obniżenie mocy elektrycznej bloku. Jednakże na skutek zmniejszonego zapotrzebowania na węgiel sprawność bloku rośnie. Przyrost sprawności bloku zależy od zastosowanej metody suszenia oraz stopnia wysuszenia węgla. W pracy przeanalizowano blok energetyczny dużej mocy. □

PROBLEMATYKA DOTYCZĄCA DIAGNOSTYKI MODERNIZACJI REMONTÓW I EKSPLOATACJI SYSTEMÓW ENERGETYCZNYCH

dr inż. Henryk Majchrzak, Grzegorz Tomasik, Polskie Sieci Elektroenergetyczne S.A.

Prace rozwojowe i implementacja ich wyników w celu ograniczenia strat w przesyle energii elektrycznej

W związku z dążeniem do podnoszenia efektywności energetycznej sieci przesyłowej, Polskie Sieci Elektroenergetyczne S.A. wdrażają m.in. nowe rozwiązania przewodów fazowych pozwalające na ograniczenie strat przesyłowych energii elektrycznej w swoich sieciach. Nowe konstrukcje przewodów przewidziane są do stosowania przy budowie linii elektroenergetycznych o napięciu 400 kV, co ma szczególne znaczenie wobec planów rozwojowych PSE S.A. W latach 2014-2018 zaplanowana jest budowa ok. 2,2 tys. km nowych linii 400 kV (perspektywa ich budowy wybiega poza 2018 r.).

Przedmiotowy projekt realizowany jest etapowo.

Weryfikacja standardowej specyfikacji technicznej przewodów stalowo-aluminiowych

W maju 2013 r., w ramach przeglądu standardowych specyfikacji technicznych dotyczących linii NN, zweryfikowane zostały wymagania techniczne stawiane przewodom stosowanym do budowy nowych linii 400 kV. W ramach wykonanych prac dokonana została m.in. aktualizacja norm, zmiana zapisów wynikających z doświadczeń nabytych w procesach produkcji i przy projektowaniu przewodów oraz przeanalizowane zostały możliwości zastosowania surowców o lepszych parametrach. Skutkiem wprowadzonych zmian, była m.in. zmiana (obniżenie) wymaganej rezystywności drutów aluminiowych, dzięki czemu możliwe stało się obniżenie strat przesyłowych linii o ok. 1,7%.

Zaprojektowanie nowego przewodu dla budowy nowych linii 400 kV

Kolejnym krokiem na drodze wdrażania nowatorskich i proekologicznych rozwiązań jest nowa konstrukcja prze-

wodu fazowego stalowo-aluminiowego pozwalająca na ograniczenie strat przesyłowych energii elektrycznej nawet do 15%. Przystępując do opracowania i wdrożenia nowej konstrukcji przewodów, pozwalających na ograniczenie strat przesyłowych energii elektrycznej, dokonano szczegółowej analizy i zdefiniowano założenia, zgodnie z którymi nowe przewody do linii elektroenergetycznych 400 kV powinny zostać zaprojektowane. Tym samym określono, że:

- zmiany konstrukcyjne przewodów fazowych w odniesieniu do obecnie stosowanych nie powinny mieć konsekwencji w postaci:
  - zmniejszenia obciążalności prądowej linii,
  - obniżenia wytrzymałości mechanicznej przewodu,
  - zwiększenia obciążeń mechanicznych słupów pochodzących od przewodów,
  - zwiększenia zjawiska ulotu,
  - zmiany średnicy zewnętrznej przewodu,
- możliwie jak najszybsze wdrożenie z uwagi na planowaną rozbudowę sieci 400 kV.

Przy powyższych założeniach opracowana została nowa konstrukcja przewodu fazowego stalowo-aluminiowego z drutami aluminiowymi profilowymi typu ACSR/TW o oznaczeniu 408-AL1F/34-UHST, będąca niskostratnym zamiennikiem konstrukcji AFL-8 350 mm^2 wg wycofanej normy PN-74/E-90083. Konstrukcja ta charakteryzuje się (w odniesieniu do wcześniej stosowanego przewodu):

- 1większym udziałem aluminium,
- drutami stalowymi z ultra wysokowytrzymałych drutów okrągłych pokrytych cynkową warstwą antykorozyjną,
- drutami aluminiowymi profilowanymi w warstwie zewnętrznej.

Specyfikacja dla przedmiotowej konstrukcji przewodu została przyjęta przez Zarząd PSE S.A. w grudniu 2013 r. i jest już wykorzystywana w trwających postępowaniach przetargowych. Obniżenie strat przesyłowych w wyniku wprowadzenia nowej konstrukcji przewodów wpłynie również na redukcję emisji gazów cieplarnianych i tym samym na ochronę środowiska naturalnego. Oznacza to, że przy zastosowaniu nowych przewodów na reprezentatywnej jednotorowej linii 400 kV (określonej jako średnia długość linii 400 kV w KSE, przy średnim obciążeniu prądowym) możemy rocznie zaoszczędzić nawet około 1000 GWh, co odpowiada w przybliżeniu około 1000 ton uniknięty emisji CO_2.

Zastosowanie grafenu w produkcji przewodów dla linii NN

W chwili obecnej trwają prace nad nową generacją przewodów dla linii elektroenergetycznych NN, w których zastosowany zostanie grafen. Praca ta realizowana jest w ramach zawartego w 2013 r. konsorcjum naukowego METGRAF w skład, którego poza PSE S.A wchodzi: Akademia Górniczo-Hutnicza im. Stanisława Staszica w Krakowie, Instytut Technologii Materiałów Elektronicznych oraz Tele-Fonika Kable Sp. z o.o. S.K.A. Ponadto projekt ten uzyskał pozytywną opinię Narodowego Centrum Badań i Rozwoju. Opracowanie nowej technologii wytwarzania kompozytów aluminium-grafen o ponadstandardowej przewodności elektrycznej i cieplnej to koleiny krok przy zwiększeniu obciążalności prądowej linii elektroenergetycznych

i obniżaniu strat przesyłu. Wyników prac badawczych i oceny możliwości ich implementacji w praktyce spodziewamy się w przeciągu 3 lat.□

prof. dr hab. Ałła Denisowa, doktorant Ngo Minh Hieu, Odeski Narodowy Politechniczny Uniwersytet

Matematyczne modelowanie procesów w instalacje biogazowe

W artykule przedstawiono model matematyczny procesu wytwarzania biogazu, a także identyfikację tego modelu dla różnych rodzajów substratu i jego wilgotności dla różnych warunków pracy biogazowni. Na podstawie wyników modelowania numerycznego procesu produkcji biogazu opracowano rekomendacje dotyczące wyboru trybu pracy biogazowni, jednego z głównych elementów instalacji bioenergetycznej. W pracy przeanalizowano wyniki obliczeń parametrów biogazowni w trybach ciągłym i periodycznym oraz pokazano, że w celu zapewnienia niezawodnego funkcjonowania elektrowni należy wziąć pod uwagę następujące cechy:

- trybowi pracy periodycznemu odpowiada maksymalna objętość biogazu, który jest generowany z jednej tony substratu,
- trybowi pracy ciągłemu odpowiada maksymalna średnia wydajność biogazu i minimalny czas trwania procesu wytwarzania biogazu (nie więcej niż 6 dób), przy całkowitej fermentacji biomasy. □

prof. dr hab. Anton Mazurenko, prof. dr hab. Ałła Denisowa, doktorant Ngo Minh Hieu, Odeski Narodowy Politechniczny Uniwersytet

Analiza egzergetycznych parametrów biogazowej instalacji energetycznej

The article presents the technique of exergy analysis for various schemes of biogas power plants. The study includes results of calculation and analysis of the exergy characteristics of gas turbine plant, combined cycle plant with discharge of gas to the boiler and combined cycle plant with high-temperature steam generator and intermediate superheater. A comparison of exergy cycle parameters of various biogas plants is considered.

In the paper is grounded why the combined cycle plant with a steam generator and high-temperature reheat of steam is the most effective at exergy parameters. This is explained by the fact that two parts of thermal energy from combustion products incoming to steam cycle and to gas cycle is are approximately equal as opposed to traditional combined-cycle power plants.

Słowa kluczowe: charakterystyki egzergetyczne, siłownia biogazowa, wysokotemperaturowy generator parowy, pośrednie przegrzewanie pary.

W artykule opisane są trzy warianty siłowni biogazowych, które zasilane są energią z biomasy w postaci biogazu. Wykonano analizę sprawności różnych schematów siłowni biogazowych, które pozwalają zamieniać tradycyjne zasoby energetyczne i polepszyć stan środowiska przyrodniczego. Analiza wyników obliczeń oraz zestawienie cykli siłowni biogazowych pokazuje, że cykl siłowni gazowo-parowej z pośrednim przegrzewaniem pary i wykorzystaniem wysokotemperaturowego generatora parowego jest najbardziej efektywny gdyż jego wskaźniki egzergetyczne są najkorzystniejsze. Wynika to z faktu, że tradycyjny układ gazowo-parowy umożliwia zwiększenie skuteczności za pomocą wykorzystania potencjału temperatury gazów, które wychodzą z turbiny gazowej dla generacji pary wodnej roboczej do turbiny parowej dla napędu prądnicy. Cieplny schemat układu biogazowo-parowego pozwala na wykorzystanie wysokotemperaturowego turbo-generatora parowego, który znajduje się na wyjściu z turbiny gazowej. Wykazano, że część cieplnej energii produktów spalania, którą zużywa cykl parowy, zwiększa się dwa razy. W skutek ponownego podziału cieplnej energii produktów spalania między cyklem parowym a cyklem gazowym, na korzyść efektywniejszego cyklu parowego, skuteczność układu gazowo-parowego zwiększa się w porównaniu do tradycyjnego schematu o 6%. Przy optymalnych parametrach ciśnienia i temperatury dla gazowo-parowego cyklu efektywność zwiększa się o 10% co potwierdzono obliczeniami do każdego schematu. □

dr inż. Sławomir Pietrowicz, dr hab. inż. Halina Pawlak-Kruczek, prof. nadzw. PWr, prof. dr hab. inż. Zbigniew Gnutek, Politechnika Wrocławska

Modelowanie dynamiki procesu suszenia cząstki węgla w złożu fluidalnym*

W pracy przedstawiony zostanie jednowymiarowy model proces suszenia węgla w złożu fluidalnym w stanach nieustalonych. Obliczenia zostaną przeprowadzone w szerokim zakresie wartości ciśnień pracy złoża, począwszy od wartości mniejszych od ciśnienia atmosferycznego, kończąc na wartościach wyższych. Dodatkowo w celu wyznaczenia wartości średniej ciśnienia wokół ziarna węgla zostaną przeprowadzone serie obliczeń numerycznych dla różnych prędkości powietrza omawiającej cząstkę i różnych wartości ciśnienia otoczenia. Wyniki obliczeń zostaną porównane z dostępnymi danymi doświadczalnymi zaczerpniętymi z literatury światowej. □

Praca powstała w wyniku realizacji Programu Operacyjnego Innowacyjna Gospodarka pn. „Wstępne suszenie węgla brunatnego do celów energetycznych"

prof. dr hab. inż. Marek Pronobis, dr hab. inż. Sylwester Kalisz, dr inż. Wacław Wojnar,
Instytut Maszyn i Urządzeń Energetycznych, Politechnika Śląska

Wpływ podsuszania węgla brunatnego na parametry pracy kotła pyłowego

W pracy przedstawiono wariantową analizę wpływu zmiany paliwa na pracę kotła pyłowego wyposażonego w instalację przygotowania pyłu z młynami wentylatorowymi. Analizie poddano kocioł pierwotnie zaprojektowany do spalania węgla kamiennego, który alternatywnie opalany jest standardowym węglem kamiennym, wilgotnym węglem brunatnym oraz podsuszonym węglem brunatnym. Przedstawiono ograniczenia w eksploatacji kotła związane ze zmianą paliwa oraz jej wpływ na charakterystyczne parametry pracy kotła, takie jak rozkład temperatury wzdłuż drogi spalin, temperatury pary, sprawność oraz zużycie paliwa. □

Ryszard Borkowski, Polskie Stowarzyszenie Wykonawców Izolacji Przemysłowych

Wpływ izolacji termicznych na efektywność energetyczną

Celem niniejszego artykułu jest omówienie wpływu izolacji termicznej na efektywność energetyczną w przemyśle, ciepłownictwie, budownictwie mieszkaniowym, technikach kriogennych, itp. Przez efektywność energetyczną należy rozumieć zapobieganie stratom ciepła. Owa strata ciepła może następować zarówno w czasie jego wytwarzania, przesyłu, jak i wykorzystania. Przytoczone w artykule zasady fizyki dowodzą, że źródłem strat ciepła jest zawsze jego przepływ, który zgodnie z prawem Fouriera odbywa się według następującego równania: $q = - \lambda \Delta T$, gdzie λ - współczynnik przewodzenia ciepła, a ΔT - gradient temperatury.

Gęstość strumienia ciepła w ściance znajdującej się pomiędzy dwoma ośrodkami termicznymi określamy zaś wzorem:

$$q = \frac{\lambda}{g} (T_{s1} - T_{s2})$$

(Ts1 - Ts2), gdzie g - grubość ścianki, Ts1 - temperatura na wewnętrznej powierzchni ścianki, Ts2 - temperatura na zewnętrznej powierzchni ścianki.

Wtedy wartość całkowitego ciepła przewodzonego przez rozpatrywaną ściankę o powierzchni F wynosi: Q = q F - czyli gęstość strumienia pomnożona przez powierzchnię wymiany ciepła i określają go następujące czynniki:

- różnica temperatur pomiędzy zewnętrznymi powierzchniami warstwy izolacji ΔT,
- współczynnik przewodzenia ciepła λ,
- grubość warstwy izolacji g,
- pole powierzchni przepływu ciepła F.

Przepływ ciepła w samej warstwie izolacyjnej jest wynikiem wielu złożonych procesów i odbywa się zasadniczo trzema różnymi pod względem fizycznym sposobami. Zawsze jednak sprawa izolacji staje się w ochronie ciepła zjawiskiem kluczowym. Właściwa, czyli odpowiednio dobrana i zwymiarowana oraz należycie wykonana izolacja jest narzędziem ekonomii w energetyce. Ostatnio coraz większego znaczenia nabiera tzw. izolacja ekonomiczna, czyli o odpowiednio dobranej grubości. Generalnie Chodzi o to, aby przez zmniejszenie wartości strumienia traconego ciepła, podejście do izolacji ukierunkować na sposób oszczędzania energii. W przeważającej liczbie analizowanych przypadków będziemy mieli do czynienia z koniecznością zastosowania pogrubionej w stosunku do tradycyjnej warstwy izolacji. Najbardziej ogólnie sformułowany problem ekonomicznej optymalizacji grubości warstwy izolacyjnej polega na tym, aby wzrostowi kosz-

tów tej zwiększonej grubości izolacji towarzyszył spadek kosztów traconego ciepła w czasie eksploatacji urządzenia. Zaprezentowane obliczenia wskazują na osiągnięcie takiej możliwości. Służy temu bieżąca wartość netto NPV *(Net Present Value)* otrzymana przez zdyskontowanie oddzielnie dla każdego roku przepływów pieniężnych w całym okresie eksploatacji przedsięwzięcia wyposażonego w izolację ekonomiczną. Analizę tę ilustruje wykres polegający na zastąpieniu grubości izolacji rurociągu pary Ø 324 mm i temperaturze wewnętrznej 385°C ze 150 mm, jako tzw. tradycyjnej na wynikającą z obliczeń tzw. ekonomiczną „g" wynoszącą 230 mm. Wstępnie poniesione wyższe nakłady już po 37 miesiącach zostają zrównane z kosztami izolacji tradycyjnej, by później poprzez redukcję kosztów energii przynieść pokaźne zyski. Ekonomiczna izolacja to nie tylko przecież ograniczenie strat ciepła dla osiągnięcia określonych efektów finansowych, ale także zmniejszenie zużycia pierwotnych surowców. energetycznych i ograniczenie emisji CO_2 do atmosfery, a co za tym idzie ograniczenie wpływu na przebieg zmian klimatycznych. □

dr inż. Łukasz Dzierżanowski, Katedra Elektrowni i Systemów Pomiarowych,
dr inż. Bogdan Ruszczak, Katedra Ekonomii, Finansów i Badań Regionalnych, Politechnika Opolska

Adaptacja metody LCC na potrzeby klasyfikacji linii energetycznych

Racjonalne planowanie budżetu eksploatacji linii energetycznych powinno opierać się o analizy ekonomiczne prowadzące do ustalenia ekonometrycznej klasyfikacji linii energetycznych. Jedną z metod, które pozwalają na porównanie kosztów w całym okresie eksploatacji linii jest wykorzystanie modelu LCC *(Life Cycle Cost)*.

W artykule przedstawiono sposób adaptacji modelu na potrzeby zastosowania go w obszarze oceny linii przesyłowych. Podejście to uwzględnia kilka etapów, do których należy zaliczyć:

- przygotowanie danych wejściowych (opis analizowanego systemu, identyfikacja głównych faz życia, identyfikacja kosztów),
- opracowanie modelu i wykonanie obliczeń,
- analizę wyników ze szczególnym uwzględnieniem identyfikacji przyczyn obszarów o wysokich kosztach,
- prezentację wyników i propozycję optymalnego rozwiązania.

Model przystosowany dla potrzeb linii energetycznych obejmuje pięć składowych kosztów: inwestycyjnych, operacyjnych, utrzymania (diagnostyka i remonty: CBM, TBM oraz nieplanowe), awarii i likwidacji.

Prognoza kosztów w horyzoncie 50 lat dla linii zastępczej o długości 100 km, której dane techniczne zostały przyjęte w oparciu o specyfikację istniejących linii 400 kV, wykazała, zgodnie z oczekiwaniami, że największy udział w kosztach całego okresu życia miały koszty inwestycyjne i operacyjne (ok. 85%). Interesujący okazał się składnik związany z awaryjnością. Analiza awarii w systemie przesyłowym wykazuje jednoznacznie, że największa liczba oraz czas trwania zdarzeń ma miejsce w miesiącach zimowych. Wskazuje to jednoznacznie na potrzebę przeprowadzania obliczeń nie tyle w oparciu o dane techniczne konstrukcji linii, co o szczegółowe dane konkretnych torów prądowych lub nawet wybranych ich odcinków. Tylko takie podejście umożliwia uwzględnienie specyfiki danej lokalizacji i identyfikację wpływu zimowych obciążeń atmosferycznych na strukturę kosztów związanych z daną linią.

Indywidualne podejście w czasie wykonywania oceny efektywności ekonomicznej jest konieczne do osiągania optymalnych wyników ekonomicznych, wymaga jednak prowadzenia ciągłej i usystematyzowanej dokumentacji. Jest to warunek konieczny do komputerowego wsparcia podejmowania decyzji w omawianym obszarze. □

mgr inż. Łukasz Grzesik, Instytut Informatyki i Automatyki, Politechnika Opolska

Analiza ekonomiczna systemu grzewczego opartego na odnawialnych źródłach energii*

Obecnie coraz częściej do ogrzania domów i przygotowania ciepłej wody użytkowej stosuje się hybrydowe systemy grzewcze składające się z dwóch różnych odnawialnych źródeł energii. W celu przeprowadzenia analizy ekonomicznej wykonano komputerowy model przykładowego systemu grzewczego zbudowanego z pompy ciepła oraz kolektora słonecznego, które zainstalowane są w domu jednorodzinnym.

Do zamodelowania oraz wykonania symulacji działania systemu grzewczego wykorzystano oprogramowanie Polysun. Zamodelowany system składa sie z dwóch niezależnych od siebie źródeł odnawialnych, tj. pompy ciepła (geoTHERM VWS 81/2 firmy Vaillant) oraz dwóch kolektorów słonecznych (Vitosol 100-F firmy Viessmann).

Instalacja grzewcza zainstalowana jest w budynku jednorodzinnym dwukondygnacyjnym z użytkowym poddaszem, a dach jest spadzisty o nachyleniu 45°. Powierzchnia użytkowa budynku wynosi 81 m^2. Obiekt znajduje się w Opolu, czyli w III strefie klimatycznej, gdzie średnioroczna temperatura zewnętrzna wynosi około 20°C.

Analiza stopnia opłacalności hybrydowego systemu grzewczego jest trudna, gdyż wymaga uwzględniania wielu czynników technicznych, ekonomicznych oraz klimatycznych. Najistotniejszymi jednak parametrami jakie należy uwzględnić w analizie ekonomicznej są koszty związane z zakupem oraz instalacją systemu grzewczego, jak i koszty związane jego eksploatacją. Łączna kwota instalacji omawianego systemu grzewczego wyniesie 49 805 PLN. W skład kosztów eksploatacyjnych zalicza się koszt zakupu energii elektrycznej potrzebnej do działania systemu grzewczego.

Opierając się na wynikach symulacji, zsumowano zapotrzebowanie na energię elektryczną zamodelowanego systemu grzewczego w poszczególnych miesiącach i uzyskano wynik 3305 kWh. Przy użyciu energii elektrycznej na tym poziomie otrzymano całkowity koszt energii elektrycznej w skali roku równy 1261 PLN. Roczny bilans kosztów eksploatacji, w skład których wchodzą koszty związane z zakupem energii elektrycznej oraz koszty związane z okresowymi przeglądami systemu grzewczego wyniesie więc 1761 PLN.

W celu porównania opłacalności takiego przedsięwzięcia przeanalizowano koszty alternatywnego systemu grzewczego bazującego na spalaniu gazu ziemnego. Roczny koszt eksploatacji systemu grzewczego składającego się z pompy ciepła współpracującej z kolektorami słonecznymi wyniósł 1261 PLN, natomiast roczny koszt eksploatacji systemu grzewczego składającego się z kotła gazowego wyniósł 4773 PLN.

Z zestawienia tego wynika, że koszt eksploatacji systemu grzewczego z gazem jako paliwo jest znacznie wyższy niż koszt układu hybrydowego składającego się z pompy ciepła oraz kolektorów słonecznych i różnica ta wynosi 35091 PLN w ciągu 20 lat eksploatacji. □

**Praca powstała w wyniku realizacji projektu pn. „Stypendia doktoranckie - inwestycja w kadrę naukową województwa opolskiego współfinansowanego przez Unię Europejską w ramach Europejskiego Funduszu Społecznego"*

dr inż. Tomasz Golec, dr inż. Bartosz Świątkowski, mgr inż. Paweł Kuczyński, mgr inż. Łukasz Cichowlas, Instytut Energetyki

Analiza możliwości współspalania podsuszonego węgla brunatnego w kotle BP-1150

W pracy przeanalizowano techniczne możliwości współspalania poduszonego węgla brunatnego w kotle BB-1150 w Elektrowni Bełchatów. Określono maksymalny udziału węgla podsuszonego w strumieniu paliwa do kotła dla trzech przypadków:

- współspalania prostego bez ingerencji w konstrukcję kotła,
- podawania podsuszonego paliwa poprzez autonomiczną instalację,
- współspalania z uwzględnieniem możliwych ingerencji w konstrukcję kotła takich, jak: recyrkulacja spalin czy korekta powierzchni ogrzewalnych.

Dla wszystkich przypadków analizy zostały wsparte modelowaniem numerycznym procesów spalania i wymiany ciepła w kotle. Wyznaczono przyrost sprawności kotła dla analizowanych rozwiązań technicznych i różnych udziałów węgla posuszonego w strumieniu paliwa. □

prof. dr hab. Zdzisław Kabza, Politechnika Opolska,
mgr inż. Lesław Jerzy Kwiatkowski, EUROL Innovative Technology Solutions Sp. z o.o.

Nowe funkcjonalności technologii monitorowania procesów inwestycyjnych i eksploatacyjnych w energetyce, determinowane postępem hybrydowych technik akwizycji topologii

Technologia wdrożona została w wielu elektrowniach należących do Polskiej Grupy Energetycznej i Południowego Koncernu Energetycznego (obecnie TAURON).

Inżynierowie J. Kucz i I. Kulik z Elektrowni Jaworzno III w artykule pt. I*ntegracja zasobu baz danych z modelem przestrzennym kotła,* opublikowanym w materiałach VII sympozjum dotyczącego diagnostyki urządzeń energetycznych Ustroń 5-7 października 2005 r. wysoko ocenili przydatność wymienionej technologii i zaproponowali wieloletni plan wdrożeń. Systematycznie wykorzystywane są najnowsze osiągnięcia wiedzy ze szczególnym uwzględnieniem pionierskich technik obserwacji, pomiarów, rejestracji i informatyzacji. Udoskonaloną technologię wykorzystano przy modernizacji IOS w czasie budowy III ciągu odsiarczania spalin dla bloków 3 i 4 w Elektrowni Jaworzno III.

Opracowana technologia umożliwia zapewnienie spójności procesów projektowania, realizacji, eksploatacji oraz potencjalnych modernizacji obiektów przy zachowaniu uzgodnień dotyczących, kosztów, terminów zawartych w kontraktach, a przede wszystkim zapisanych w SIWZ. Kompleksowa baza wiedzy obiektu budowana jest w jednorodnym środowisku informatycznym.

Proponowana technologia umożliwia:

- pełną weryfikację poprawności technologicznej i kompletności dokumentacji projektowej,
- bieżącą kontrolę zasadności dokonanych zmian technologicznych w dokumentacji projektowej w czasie prac badawczo-modernizacyjnych,
- bieżącą kontrolę poprawności wykonania prac budowlano-montażowych,
- integrację z harmonogramami realizacyjnymi oraz zasobami baz danych,
- wykorzystanie modeli przestrzennych w nowoczesnym zarządzaniu obiektami.

Procedury zawarte w technologii umożliwiają ograniczenie przestrzeni spornych pomiędzy inwestorem, a realizatorem.

Innowacyjny charakter technologii integrującej inwestycje, eksploatacje i modernizacje wyróżniony został złotym medalem na IV Międzynarodowej Wystawie Wynalazców w 2010 r. i nagrodą główną na IX Giełdzie Innowacji w kategorii Grand Prix w 2011 r.

W czasie trwania Forum Energetyków GRE 2014 uczestnicy Konsorcjum Naukowo-Przemysłowego, powołanego przez Politechnikę Opolską w 2013 r., zaprezentują wykorzystanie technologii w wielu wdrożeniach przemysłowych. □

Adam Kowalski, Michał Kornasiewicz

Regulacje prawne dotyczące wychwytywania, transportu i geologicznego składowania CO_2

Dyskusja dotycząca technicznych aspektów wychwytywania, transportu i docelowo geologicznego składowania CO_2 jest konsekwencją obowiązujących w Unii Europejskiej regulacji prawnych dotyczących ograniczenia emisji dwutlenku węgla. W treści niniejszego artykułu zostaną przedstawione uregulowania prawne wynikające z nowelizacji ustawy - Prawo geologiczne i górnicze, a także ustawy - Prawo energetyczne, dokonanej ustawą z dnia 27.09.2013 r. Przywołana ustawa nowelizująca implementuje (w określonym zakresie) do krajowego porządku prawnego postanowienia dyrektywy CCS (dyrektywy 2009/31/WE z dnia 23.04.2009 r.). W referacie zostaną przedstawione regulacje prawne dotyczące uzyskania koncesji na poszukiwanie lub rozpoznawanie kompleksu podziemnego na składowanie CO_2, koncesji na samo składowanie dwutlenku węgla, a także zasad prowadzenia podziemnego składowiska CO_2. Wobec okoliczności, że dwutlenek węgla po dokonaniu jego wychwy-

tu w procesie spalania węgla (niezależnie od zastosowanej technologii) musi zostać przetransportowany do podziemnego składowiska, w opracowaniu zostaną przedstawione również uregulowania Prawa energetycznego dotyczące prowadzenia działalności gospodarczej polegającej na przesyłaniu CO_2. Na możliwość zastosowania w praktyce technologii wychwytu CO_2, niebagatelny wpływ ma fakt, że przywołane powyżej regulacje prawne dotyczą wyłącznie realizacji tzw. projektów demonstracyjnych. Także ten aspekt zostanie przedstawiony w treści artykułu. □

Andrzej Modzelewski, RWE Polska

Modelowe odzwierciedlenie nowych technologii w elektroenergetyce oraz wpływu energetyki rozproszonej na krzywą KSE

W aktualnych założeniach opublikowanych przez Ministerstwo Gospodarki zakłada się stały wzrost zapotrzebowania na energię elektryczną, szczególnie na moc szczytową, przy jednoczesnym wycofaniu części jednostek wytwórczych, które są zdekapitalizowane i nie będą niebawem spełniać norm emisyjnych.

Sprawozdanie z Wyników Monitorowania Bezpieczeństwa Dostaw Energii Elektrycznej (Ministerstwo Gospodarki, 2013) przewiduje, iż przy wycofaniu 6,5 GW mocy do 2020 r., stale rosnącym szczytowym zapotrzebowaniu na energię elektryczną rezerwa operacyjna może spaść w 2017 r. do poziomu 5%, wobec rekomendowanych 9%. W teorii ekonomicznej taki obraz powinien dawać idealne warunki do inwestycji w nowe moce wytwórcze. Praktyka pokazuje jednak, że europejskie rynki energii zostały znacznie zachwiane poprzez między innymi nadpodaż węgla wywołaną pojawieniem się gazu łupkowego w Stanach Zjednoczonych, spadającą dynamiką zapotrzebowania na energię elektryczną w Europie Zachodniej, pojawieniem się znaczącej ilości OZE, które ingerują bezpośrednio w krzywą kosztów krańcowych (*merit order*). Wyżej wymienione czynniki spowodowały, iż inwestowanie w nowe moce wytwórcze stało się niezmiernie ryzykownym przedsięwzięciem, ponieważ obecnie notowane hurtowe ceny energii nie zapewniają należytych przepływów finansowych dla nowych mocy wytwórczych.

Alternatywą, ale oczywiście nie pełnym substytutem dla energetyki systemowej, może być energetyka rozproszona. Dotychczasowo mała energetyka nie była w stanie konkurować z dużymi elektrowniami. Poprzez postęp technologiczny, energetyka rozproszona staje się jednak alternatywą dla energetyki zawodowej. Przewagą małych jednostek jest możliwość pominięcia takich kosztów jak stawki przesyłowe lub dystrybucyjne, co daje dla prosumenta przychody nie tylko z rynku hurtowego, ale koszty całkowite (obrót, dystrybucja, podatki).

Niniejszy artykuł opisuje w jakim stopniu nowe technologie mogą być konkurencyjne oraz jak energetyka prosumencka, aktywne zarządzanie odbiorem poprzez Demand Side Management (DSM) mogą mieć odzwierciedlenie w krzywej Krajowego Systemu Elektroenergetycznego. □

dr inż. Bartłomiej Hernik, Politechnika Śląska

Obliczenia numeryczne kotła OP-150

Przeprowadzono obliczenia numeryczne kotła pyłowego OP-150 Elektrowni Stalowa Wola. Kocioł ten jest opalany pyłem węglowym oraz gazem wytworzonym w przedpalenisku. Model został utworzony w programie CFD Ansys.Fluent. Pomiary kotła na obiekcie posłużyły do walidacji modelu numerycznego. Spalanie części lotnych modelowano według reakcji objętościowych z wykorzystaniem modelu Finite-Rate/Eddy-Dissipation. □

dr inż. Andrzej Mrowiec, Wydział Politechniczny, PWSZ w Kaliszu

Badania doświadczalne wybranych przepływomierzy kolanowych

W artykule przedstawiono przykładowe wyniki badań doświadczalnych wybranych przepływomierzy kolanowych. Podejmując badania, brano pod uwagę to, że głównym ograniczeniem stosowania przepływomierzy kolanowych w pomiarach przemysłowych jest brak dokładnie wyznaczonych charakterystyk przepływowych. Ponadto w literaturze przedmiotu brakuje informacji o tym jaki wpływ na wartości mierzonego strumienia płynu ma tolerancja wymiarów kształtu kolana oraz wewnętrzna chropowatość jego powierzchni jako elementu przepływomierza. Z tego względu nie można zastosować wzorcowania pośredniego, lecz każdy przepływomierz kolanowy należy kalibrować indywidualnie do celów pomiarowych dążąc do uzyskania jak najmniejszej niepewności pomiaru strumienia. Badania doświadczalne przeprowadzano metodą wagową na stanowisku pomiarowym z wymuszeniem przepływu wody pompą wirową przez badane kolana pomiarowe (przepływomierze krzywakowe). Pomiarom poddano dziewięć typoszeregów kolan wykonanych z rur ze stali nierdzewnej o różnym średnim promieniu gięcia, wykorzystywanych np. jako elementy gięte układu instalacji zasilania paliwem lotniczych silników odrzutowych.

Wyniki pomiarów i obliczeń inżynierskich przedstawiono w postaci wykresów przy wybranych bezwymiarowych wartościach przyrostu ciśnienia spiętrzenia jako rozkład względnego błędu obliczenia strumienia objętości (wyznaczonego między strumieniem objętości obliczonym wg zależności inżynierskiej przy przyjętym współczynniku przepływu przepływomierza kolanowego C = 1,0, jak również współczynniku skorygowanym a strumieniem objętości wyznaczonym w czasie przeprowadzonych badań doświadczalnych). □

dr inż. Bogdan Ruszczak, Katedra Ekonomii, Finansów i Badań Regionalnych,
dr inż. Łukasz Dzierżanowski, Katedra Elektrowni i Systemów Pomiarowych, Politechnika Opolska

Aplikacja wspomagająca planowanie kosztów eksploatacji sieci elektroenergetycznej

Skuteczne podejmowanie decyzji w zakresie planowania kosztów eksploatacji sieci elektroenergetycznej wymaga analiz inwestycyjnych bazujących na kalkulacjach, obejmujących szereg porównań różnych wersji projektów, charakteryzujących się długim horyzontem czasowym, którym towarzyszy wiele niepewności. Wnioskowanie dotyczące oceny ekonomicznej takich inwestycji obejmuje nie tylko finansowy aspekt takich przedsięwzięć, ale również ich znaczenie dla pracy systemu sieci przesyłowych, jego niezawodności i nieprzerwanego działania, dlatego powinno uwzględniać szereg czynników ryzyka, które są z nimi związane. Zaproponowana w artykule aplikacja *„Ocena Efektywności Eksploatacji Linii”* ma za zadanie usprawnić proces analityczny poprzez dostarczenie kompletu informacji do podjęcia wspomnianych decyzji.

Zastosowana metoda oceny kosztów opiera się na ich estymacji w odniesieniu do tak zwanej linii zastępczej, modelowego projektu, który może być opisany za pomocą zespołu parametrów, tak aby końcowy wynik umożliwiał testowanie wielu potencjalnych wariantów inwestycji. Działanie aplikacji oparte na tym modelu pozwala na wyznaczanie kosztów eksploatacji linii elektroenergetycznej, a końcowe wyniki agregowane są za pomocą powszechnie stosowanej metody LCC *(Life-cycle cost)*, pozwalającej na ocenę ekonomiczną linii w całym okresie jej eksploatacji.

Aplikacja *„Ocena Efektywności Eksploatacji Linii”* pozwala na dokładne zdefiniowanie linii przesyłowej, której dotyczy analiza. Wejściowe parametry programu dotyczą między innymi:

- danych technicznych linii (długości linii, liczby słupów mocnych i przelotowych, ilości torów prądowych, rodzaju przewodu, lokalizacji linii, roku budowy - aby pozwolić chociażby na porównanie z już istniejącymi, częściowo zamortyzowanymi instalacjami),
- kosztów inwestycyjnych, operacyjnych i likwidacyjnych (kalkulowanych za pomocą dwóch alternatywnych metod - w oparciu o dane techniczne lub w oparciu o ewidencję księgową),

- kosztów utrzymania, definiowanych osobno dla zdarzeń związanych z remontami i diagnostyką linii (opisywanych zarówno wartościowo, za pomocą kosztów wykonania odpowiednich zadań jak i probabilistycznie, aby skalkulować ryzyko dotyczące projektu),
- kosztów awarii (wyznaczanych na podstawie danych stochastycznych dla konkretnych lokalizacji, aby uwzględnić chociażby większe prawdopodobieństwo wystąpienia awarii związanych z zimowymi obciążeniami atmosferycznymi na niektórych obszarach Polski).

Efektem działania programu, po wykonaniu serii niezbędnych symulacji jest przedstawienie za pomocą wskaźników i w formie graficznej wyznaczonego poziomu efektywności (opisanego rozkładem stochastycznym kosztów, aby umożliwić analizę ryzyka testowanych przedsięwzięć), struktury kosztowej oraz dynamiki inwestycji w kolejnych latach eksploatacji. □

dr inż. Bogdan Ruszczak, Katedra Ekonomii, Finansów i Badań Regionalnych,
dr inż. Michał Tomaszewski, Katedra Elektrowni i Systemów Pomiarowych, Politechnika Opolska

Planowanie działań operatora sieci elektroenergetycznej w celu ograniczania wpływu zimowych zjawisk atmosferycznych

Sieci elektroenergetyczne narażone są na oddziaływanie różnych zimowych zjawisk atmosferycznych, w tym wpływu oblodzenia na przewody napowietrznych linii elektroenergetycznych. W Polsce istnieją sprzyjające warunki do występowania oblodzenia przewodów różnego rodzaju, dlatego celowe jest analizowanie wpływu tego typu zjawisk w celu zmniejszenia ryzyka wystąpienia awarii systemu elektroenergetycznego.

Opracowanie charakterystyki obciążeń zimowych wymaga zgromadzenia odpowiedniego materiału pomiarowego w długim okresie. Podejście takie powinno umożliwić: określenie ryzyka występowania ekstremalnych obciążeń linii elektroenergetycznych powodowanych opadami mokrego śniegu, usprawnienie procesu eksploatacji linii elektroenergetycznych oraz określenie metod i sposobów działania operatorów przy rozległych awariach sieci elektroenergetycznych. W artykule zestawiono publikacje, w których zaproponowano metodykę kalkulowania wielkości oblodzenia linii elektroenergetycznych na podstawie historycznych danych meteorologicznych.

Rys. Obszary podejmowania decyzji (horyzont planowania działań) w zakresie przeciwdziałania zimowym obciążeniom linii elektroenergetycznych

Operatorzy sieci rozdzielczych powinni podejmować odpowiednie działania w celu:

- zwiększenia odporności sieci na ekstremalne obciążenia zimowe (antyicing, deicing, opracowanie wytycznych do projektowania wzmocnionych linii elektroenergetycznych),
- zorganizowania sprawnego zarządzania kryzysowego (systemy ostrzegania, minimalizacja skutków wystąpienia awarii, organizacja sprawnej odbudowy linii).

W artykule przedstawiono kierunki i możliwości działań wspomagających pracę operatora sieci w celu ograniczania wpływu zimowych zjawisk atmosferycznych na linie napowietrzne.

Sprawny system przeciwdziałania skutkom rozległych awarii systemu przesyłowego wymaga zastosowania dedykowanego oprogramowania komputerowego, obejmującego wszystkie fazy zarządzania kryzysowego. Zastosowanie systemów teleinformatycznych w zarządzaniu kryzysowym skutkuje korzyściami takimi jak: możliwość łączenia danych z różnych źródeł (dane meteorologiczne, pomiary stanu linii elektroenergetycznych), możliwość dowolnej, szybkiej filtracji danych, szybki dostęp oraz obsługa danych, wizualizacja danych pozwalająca na szybką ocenę sytuacji, skrócony czas reakcji na zdarzenie, itp. Na podstawie informacji z monitoringu zagrożeń system informacyjny, posługując się modelami matematycznymi i programowymi symulatorami, można opracować wielowariantowe prognozy i scenariusze możliwego rozwoju zdarzeń. W publikacji dodatkowo przedstawiono założenia dla autonomicznego systemu wspierającego działania operatora lub rozbudowy obecnych, funkcjonujących systemów o nowe elementy związane z ograniczaniem wpływu zimowych warunków atmosferycznych na pracę sieci elektroenergetycznej. □

mgr inż. Ewa Marek, dr inż. Bartosz Świątkowski, Zakład Procesów Cieplnych, Instytut Energetyki

Spalanie pojedynczego ziarna węglowego w modyfikowanych atmosferach gazowych

Główną ideą technologii spalania w atmosferze tlenowej O_2/CO_2 jest recyrkulacja gazów spalinowych do komory spalania. Tym samym spalanie odbywa się w mieszaninie O_2/CO_2 zamiast w powietrzu. W rezultacie obecność środowiska gazowego składającego się głównie z CO_2, znacząco wpływa na proces spalania węgla.

Celem opisanych badań było określenie wpływu zmienności składu atmosfery utleniającej na przebieg procesu spalania pojedynczego ziarna węglowego. Eksperymenty prowadzone były na stanowisku laboratoryjnym do badań Spalania Pojedynczego Ziarna w Instytucie Energetyki w Warszawie. Ziarno węgla wprowadzane było do nagrzanej komory reaktora, przez którą przepływał gorący gaz o zadanym składzie. W momencie rozpoczęcia eksperymentu, badane ziarno nagrzewało się od gorącego otoczenia, a następnie ulegało spaleniu. Proces ten obserwowano jako postępujące po sobie spalanie płomieniowe części lotnych i spalanie powierzchniowe pozostałości koksowej. Eksperymenty nagrywano z wykorzystaniem szybkiej kamery, z prędkością rejestracji 1000 klatek na sekundę. W badaniach wykorzystywano mieszaniny gazowe o zadanym składzie, komponowane z N_2, O_2, CO_2 oraz pary wodnej.

Na podstawie przeprowadzonych eksperymentów przeanalizowano wpływ składu atmosfery utleniającej na temperaturę i czas spalania ziarna węglowego. Wykazano, że zmiana atmosfery spalania z powietrznej na atmosferę tlenową powoduje obniżenie temperatury spalania ziarna. Porównywalne temperatury do eksperymentu powietrznego uzyskano dopiero, gdy stężenie tlenu w mieszaninie O_2/CO_2 zostało zwiększone do 27% obj. W eksperymentach z udziałem pary wodnej zaobserwowano wzrost temperatury ziarna, jeśli składnik ten był dodawany do atmosfery tlenowej O_2/CO_2 oraz spadek temperatury ziarna, w przypadku atmosfery powietrznej.

Dane eksperymentalne uzyskane dzięki wykonanym badaniom mogą posłużyć do sprawdzenia i ewentualnej modyfikacji modeli matematycznych dedykowanych procesowi spalania tlenowego O_2/CO_2. □

mgr inż. Ewa Marek, dr inż. Bartosz Świątkowski

Single coal particle combustion in modified atmosphere conditions

The principle of the oxy-fuel technology is based on the idea of flue gas recirculation into the combustion chamber. Hence the combustion takes place in the O_2/CO_2 mixture instead of the air. As a consequence, the coal combustion process is substantially influenced by the presence of CO_2-based gaseous surrounding.

The aim of described study was to determine the influence of the variability in the composition of the oxidizing mixture on the combustion process of single particle of coal. Experiments were carried out in a laboratory rig dedicated to Single Particle Combustion studies at Institute of Power Engineering in Warsaw. Single particle of coal was introduced into the heated up reactor chamber, through which the hot gas of the desired composition was flowing. At the beginning of the experiment, the tested particle heated up from the hot surrounding, which was then followed by the combustion. The observed burning of the particle consisted of sequential combustion of volatiles and combustion of a char. Experiments were recorded with the use of a high speed camera, with the recording speed set up to 1000 frames per second. For the purpose of these studies gas mixtures of desired compositions were used and prepared from N_2, O_2, CO_2 and water vapor.

Based on the experiments, the influence of the oxidizing atmosphere composition on the particle temperature and particle combustion time was analyzed. The study revealed that the alteration of the combustion atmosphere, from air to the oxy-fuel combustion conditions, has caused the decrease of the particle temperature. Temperature comparable to the air atmosphere was obtained only when the concentration of oxygen in the O_2/CO_2 mixture was increased up to 27 % vol.

The experiments involving water vapor addition resulted with observed increase of the particle temperature, when the H_2O component was added to the O_2/CO_2 atmosphere or with observed decrease of the particle temperature, in case of air atmosphere.

Experimental data obtained through this research can be used for the purpose of confirmation and optional modification of mathematical models dedicated to the oxy-fuel combustion process. □

dr inż. Michał Tomaszewski, mgr inż. Michał Krawiec*, Katedra Elektrowni i Systemów Pomiarowych, Politechnika Opolska

Monitoring linii elektroenergetycznych przy użyciu bezzałogowych urządzeń latających (UAV)

W sieciach elektroenergetycznych, zwłaszcza przesyłowych, celowe jest bieżące monitorowanie najważniejszych linii napowietrznych. Odpowiednio skonfigurowany system monitoringu pozwala na wspomaganie pracy operatora oraz zmniejszenie liczby awarii sieci elektroenergetycznych. Duża część odnotowanych awarii była związana z wpływem zimowych warunków atmosferycznych na przewody linii elektroenergetycznych. Obserwacje publikacji zagranicznych wskazują na rozwój i komercjalizację różnych systemów monitoringu stanu linii elektroenergetycznych, najczęściej wykorzystujących pomiar: temperatury, zwisu, naprężenia, kąta nachylenia przewodów, odkształceń elementów konstrukcyjnych linii, pola elektromagnetycznego, itp. Zainstalowanie takich urządzeń do monitoringu na przewodach linii napowietrznej ma szereg zalet w postaci bezpośredniego pomiaru parametrów. Problem stanowi jednak montaż tych urządzeń na przewodach fazowych linii najwyższych napięć (110-400 kV) oraz wysokie ryzyko ich zniszczenia w sezonie burzowym.

Szeroki rozwój systemów wizyjnych do obserwacji przestrzeni publicznej i różnych obiektów stwarza przesłanki do ich zastosowania w elektroenergetyce w połączeniu z technikami komputerowej analizy obrazu cyfrowego. Pozwala to na kompleksowe rozpoznawanie obiektów i uzyskanie informacji o ich stanie i zachowaniu. W artykule przedstawiono różne rozwiązania wykorzystujące bezzałogowe urządzenia latające *(UAV - Unmanned Aerial Vehicle)* w celu rejestrowania obrazu cyfrowego różnych elementów konstrukcyjnych sieci elektroenergetycznych. W pierwszej części zestawiono tabelarycznie i omówiono istotne cechy omawianych urządzeń. W drugiej części przedstawiono szczegółowo wybrane rozwiązania konstrukcyjne i potencjalne możliwości ich użycia.

Można oczekiwać korzyści z zastosowania tego typu metod do obserwacji wybranych, krytycznych linii o dużym znaczeniu z punktu widzenia bezpieczeństwa systemu elektroenergetycznego. Narzędzia monitoringu w postaci bezzałogowych urządzeń latających w połączeniu z kamerą rejestrującą obraz cyfrowy są wystarczające od strony technicznej, a ich koszt zależy od oczekiwanego zasięgu (czasu) pracy i precyzji rozpoznawania obrazu (właściwości układu optycznego, rozdzielczość obrazu cyfrowego).

Stypendysta projektu pn. „Stypendia doktoranckie - inwestycja w kadrę naukową województwa opolskiego współfinansowanego przez Unię Europejską w ramach Europejskiego Funduszu Społecznego” □

mgr inż. Marek Wasilewski, dr Anna Duczkowska-Kądziel, dr hab. inż. Jerzy Duda, Wydział Inżynierii Produkcji i Logistyki, Politechnika Opolska

Analiza sprawności odpylaczy cyklonowych z wykorzystaniem modelowania CFD oraz modeli teoretycznych

W pracy zaprezentowano wyniki analizy sprawności odpylaczy cyklonowych stosowanych w procesie wypalania klinkieru. Do badań wykorzystano cyklony I stopnia wchodzące w skład cyklonowego wymiennika ciepła. Prace podzielono na dwa etapy. W pierwszym zastosowano technikę modelowania numerycznego *(Computational Fluid Dynamics)*. W obliczeniach wykorzystano modele turbulencji *Reynolds Stress Mode*l oraz k-ε RNG, które posłużyły do modelowania przepływu turbulentnego o wysokich zawirowaniach. Trajektorie cząsteczek śledzono za pomocą modelu fazy dyskretnej *(Discrete Phase Model)*. Obliczenia prowadzono przy wykorzystaniu programu Ansys Fluent.W drugim etapie badań otrzymane wyniki CFD porównano z modelami teoretycznymi i półempirycznymi. Zastosowano modele zaprezentowane przez Barth'a, Lapple'a, Lozia i Leith'a oraz Li i Wang'a. □

dr hab. inż. Sławomir Zator, prof. PO, mgr inż. Rafał Gasz*, Politechnika Opolska

Metoda przekształcenia zdjęć w celu umożliwienia analizy przęsła linii elektroenergetycznej

Istotnym elementem diagnostyki linii elektroenergetycznej jest pomiar wysokości przewodów linii zwłaszcza w przęsłach krytycznych. Obecnie odległość przewodów do terenu mierzy się geodezyjnie tachimetrami lub miernikami ultradźwiękowymi dedykowanymi do tego celu. Dla obu typów pomiarów uzyskuje się informację o współrzędnych pojedynczych mierzonych punktów. W pierwszym przypadku pomiar wykonuje się z pewnej odległości od osi przęsła, a w drugim miernik musi znaleźć się dokładnie pod przewodami. Przyrządem, którym można dokonać pomiaru położenia przewodu, jednocześnie pomiaru nawet całej długości przęsła, jest skaner laserowy. Jednocześnie z pomiaru uzyskuje się topografię terenu, co jest niezwykle cenną informacją, gdyż możliwe jest określenie wysokości przewodu nad terenem w każdym jego punkcie. Jest to jednak kosztowny sposób pozyskiwania danych.

Autorzy proponują wykorzystanie do pomiaru położenia przewodów metod wywodzących się z fotogrametrii. Na podstawie zdjęć wykonanych aparatem cyfrowym o wysokiej rozdzielczości można wyznaczyć punkty krzywej łańcuchowej, także w rzucie skośnym. Punktami odniesienia są elementy konstrukcyjne słupów nośnych. Obecnie w fazie testowania jest metoda wykorzystująca pojedyncze zdjęcia, w której na podstawie zdjęcia, danych dotyczących korekty zniekształceń geometrycznych obiektywu oraz po wskazaniu kilku wybranych punktów (o znanej lub wprowadzonej odległości pomiędzy nimi) będzie można uzyskać wynik w postaci krzywej łańcuchowej pomiędzy punktami zawieszenia przewodów. □

Stypendysta projektu pn. „Stypendia doktoranckie - inwestycja w kadrę naukową województwa opolskiego współfinansowanego przez Unię Europejską w ramach Europejskiego Funduszu Społecznego"

dr hab. inż. Sławomir Zator, prof. PO, mgr inż. Rafał Gasz*, Politechnika Opolska

Możliwość wykorzystania metod fotogrametrycznych do analizy przemieszczeń infrastruktury technicznej kotła elektroenergetycznego

Ważnym aspektem diagnostyki działania wszystkich złożonych elementów układów technologicznych jest ich nadzór w zakresie odkształceń ich topologii. Coraz częściej obserwacji poddawane są m.in. zmiany topologii instalacji energetycznych, zwłaszcza podczas krytycznych momentów ich eksploatacji. Stany takie występują np. podczas rozruchu i odstawieniu bloku energetycznego, podczas którego występują znaczne zmiany geometrii zarówno kotła, jak i całej infrastruktury z nim połączonej m.in. pyłoprzewodów, w których aby zmniejszyć negatywne skutki przemieszczeń i naprężeń pyłoprzewodów, montuje się nich kompensatory. Do pomiarów przemieszczeń stosowano między innymi skanery, tachimetry, lecz są to metody kosztowne, z racji drogiego instrumentarium.

Autorzy proponują wykorzystanie do pomiarów metod fotogrametrycznych. Dostępne programy komercyjne pozwalają na uzyskanie z serii zdjęć danych w postaci „chmury punktów", a na ich podstawie stworzenie modeli statycznych typu *mesh*. Uzyskanie informacji o przemieszczeniu wybranych punktów wymaga już pracy operatora, co jest zarówno czasochłonne, jak i nie pozwala na uzyskanie wyników on-line.

Prowadzone są prace nad oprogramowaniem, które zdolne byłoby do automatycznej akwizycji i analizy danych. Dla ułatwienie orientacji systemu pomiarowego na badanym obiekcie oraz w jego nieruchomym otoczeniu instalowane markery z kodem 12-bitowym. Przy pomiarze odkształceń niewielkich obiektów, np. samych kompensatorów, aparat wykonujący zdjęcie można umieścić na ruchomej platformie, a jago przesunięciem sterować programowo. Do wyznaczenia współrzędnych znaczników wykorzystano metodę równań kolinearności dla elementów orientacji zewnętrz-

nej zdjęć. Dla określenia położenia aparatu wykorzystano fotogrametryczne wcięcie wstecz, wymagające danych o rzeczywistych odległościach pomiędzy trzema punktami na obiekcie. Wstępne pomiary wykazały, że korzystając z matrycy o rozdzielczości 8 Mpx, po skorygowaniu zniekształceń obiektywu, możliwe jest określenie współrzędnych w niepewnością nie większa niż 0,5 cm, dla odległości 5 m. □

*Stypendysta projektu pn. „Stypendia doktoranckie - inwestycja w kadrę naukową województwa opolskiego współfinansowanego przez Unię Europejską w ramach Europejskiego Funduszu Społecznego"

dr hab. inż. Sławomir Zator, prof. PO, mgr inż. Paweł Michalski*, Politechnika Opolska

Możliwości diagnostyki powierzchni elementów rurowych z wykorzystaniem skanera laserowego

Obecnie diagnostyka powierzchni ogrzewalnych kotłów energetycznych polega na żmudnym i czasochłonnym pomiarze grubości ekranów cieplnych przy użyciu grubościomierzy ultradźwiękowych. Zwykle kontrolowane są co 5/10 rząd rur na kilkunastu poziomach, zakładając ciągłość degradacji powierzchni ogrzewalnej. Pomiary odbywają się ręcznie z rusztowania lub wiszących wózków liniowych, a liczba wykonywanych pomiarów liczona jest w dziesiątkach tysięcy. Kontrola jest wybiórcza, głównie ze względów ekonomicznych, gdyż czas pomiaru wydłuża odstawienie kotła.

Testowana była również inna metoda, dedykowana dla kotłów fluidalnych, w której zaproponowano wykonywanie pomiaru profilu rur wraz ze spoiną korzystając z skanera liniowego zainstalowanego na poruszającym się po ekranie kotła robocie. Pomiar grubości ścianek polegał na założeniu obrysu wzorcowego i porównaniu z nim profilu uzyskanego ze skanera. Skanowanie uzyskano przez oświetlenie rury wiązką laserową typu nóż świetlny i fotografowanie wybranego obszaru pod znanym kątem.

Autorzy analizują możliwość wykorzystania precyzyjnego stacjonarnego fazowego skanera laserowego Trimble FX, ustawionego na pomoście na przeciwległej ścianie, w odległości ok. 10 m od mierzonej powierzchni ekranu. Celem badań jest szybka ocena stanu degradacji oraz wytypowanie miejsc, gdzie ubytki na rurach są największe, aby w tych miejscach przeprowadzić szczegółowe pomiary ultradźwiękowe. Pojedynczy pomiar skanerem dla podanej odległości pozwala na uzyskanie wyników odległości z niepewnością 0,6 mm. Wielokrotny pomiar pozwala na jej zmniejszenie. Znając początkowy kształt ekranu, w szczególności w obszarze podlegającym diagnostyce jako wycinek walca i tworząc na podstawie uśrednionych pomiarów powierzchnie, możliwe jest uzyskiwanie danych o ubytkach, z niepewnością rzędu 0,2 mm już przy 10-krotnie przeprowadzonym skanowaniu, którego łączny czas nie przekracza 40 min. i pozwala jednorazowo uzyskać dane z obszaru około 100 m^2 z bardzo dużą szczegółowością. □

*Stypendysta projektu pn. „Stypendia doktoranckie - inwestycja w kadrę naukową województwa opolskiego współfinansowanego przez Unię Europejską w ramach Europejskiego Funduszu Społecznego"

mgr inż. Monika Zdun, mgr inż. Marcin Plis, prof. dr hab. Henryk Rusinowski, Politechnika Śląska

Modelowanie matematyczne turbiny kondensacyjnej z wykorzystaniem programu Thermoflex

Model matematyczny można budować w oparciu o prawa fizyki (model analityczny) oraz wykorzystując wyniki pomiarów (model empiryczny). Modelowanie analityczne zjawisk zachodzących w turbinach parowych jest trudne i wymaga opisu złożonych zjawisk cieplno-przepływowych. Modelowanie empiryczne opiera się na bilansach substancji i energii oraz zależnościach opisujących linię rozprężania pary (równanie przelotności i sprawności wewnętrznej przemiany). Obecnie coraz częściej modeluje się złożone układy energetyczne wykorzystując dostępne programy komercyjne. Do takich programów należy m. in. Thermoflex. W pracy przedstawiono modelowanie turbiny 18K370 z wykorzystaniem tego oprogramowania. Opracowano schemat

cieplno-przepływowy modelowanej turbiny, który wykonywany jest w programie Thermoflex za pomocą narzędzia Edit Drawing. Narzędzie to daje do dyspozycji użytkownikowi, gotowe komponenty przedstawiające daną maszynę (urządzenie) np. turbinę parową, które odpowiednio połączone obrazują przepływ czynnika. Następnie sformułowano model termodynamiczny uwzględniający konstrukcję maszyn i urządzeń za pomocą narzędzia Termodynamic Design. Modelowanie na tym etapie obejmuje wprowadzanie danych liczbowych, w tym: parametrów termodynamicznych oraz podstawowych parametrów konstrukcyjnych w nominalnym punkcie pracy. W ten sposób wykonano model turbiny dla znamionowego punktu pracy. Model termodynamiczny uwzględniający elementy konstrukcyjne turbiny 18K370 wykonany za pomocą narzędzia Termodynamic Design (w znamionowym punkcie pracy), posłużył w dalszych obliczeniach do symulacji pracy turbiny w warunkach odbiegających od nominalnych (Off - Design). Narzędzie to wymaga definiowania parametrów termodynamicznych poszczególnych komponentów. Parametrami wejściowymi do modelu są pomiary gwarancyjne uzupełnione o wyniki obliczeń bilansowych obiegu parowo-wodnego bloku kondensacyjnego z turbiną 18K370. Opracowany w programie Thermoflex, model turbiny parowej 18K370, posłużył do wielowariantowych obliczeń symulacyjnych. Wyniki obliczeń porównano z wynikami pomiarów eksploatacyjnych. □

dr hab. inż. Sławomir Szymaniec, Katedra Elektrowni i Systemów Pomiarowych, Politechnika Opolska

„Diagnostyka eksploatacyjna zespołów maszynowych w energetyce"

W Katedrze Elektrowni i Systemów Pomiarowych Politechniki Opolskiej powstała w 2013 r. monografia „Diagnostyka eksploatacyjna zespołów maszynowych w energetyce". Autorami monografii są: dr inż. Józef Dwojak i dr hab. inż. Sławomir Szymaniec - prof. Politechniki Opolskiej, natomiast recenzentami: dr hab. inż. Czesław T. Kowalski - prof. Politechniki Wrocławskiej i prof. dr hab. inż. Zdzisław Kabza. Monografię bogato ilustrowaną w interesującej szacie graficznej wydała Oficyna Wydawnicza Politechniki Opolskiej w serii Studia i Monografie, zeszyt 344.

W monografii autorzy przedstawili zagadnienie diagnostyki eksploatacyjnej zespołów maszynowych w przedsiębiorstwach energetycznych. Traktują zespół maszynowy jako jeden obiekt diagnostyczny (silnik + maszyna napędzana + posadowienie + fundament + przyległe rurociągi).

Autorzy od ponad 20 lat analizowali stan i stopień zużycia maszyn oraz stopień zaawansowania diagnostyki maszyn w krajowych elektrowniach, elektrociepłowniach i ciepłowniach, w szczególności w 4 elektrowniach o blokach 360 MW i 200 MW. W początkowym okresie obserwacji i analizy stwierdzono dużą ilość awarii zespołów maszynowych napędzanych silnikami indukcyjnymi klatkowymi. Awarie te niosły za sobą duże straty w przedsiębiorstwach energetycznych. W przedsiębiorstwach energetycznych prowadzona była eksploatacja planowo-zapobiegawcza uwarunkowana okresem eksploatacji maszyny, a określenie przyczyny awarii miało miejsce zazwyczaj w czasie przeglądu poawaryjnego.

Wieloletnia praktyka autorów w diagnostyce eksploatacyjnej napędów elektrycznych upoważnia do stwierdzenia, że większość uszkodzeń silników (ponad 80%) była natury mechanicznej i wynikała z niewłaściwych warunków ich pracy (posadowienie, defekty maszyny napędzanej, niewspółosiowość wałów, sprzęgło, niewyważenie wirnika, łożyska). Często przyczyna wzrostu poziomu drgań silnika leżała po stronie maszyny napędzanej, np. wentylatora.

W czasie badań eksploatowanych napędów elektrycznych w warunkach przemysłowych często pomijano maszynę napędzaną, a diagnosta badający silnik nie znał

budowy i dynamiki całego zespołu łącznie z fundamentem i przyległymi rurociągami. Np. jeżeli wymienimy uszkodzone na skutek wysokiego poziomu drgań łożyska silnika, nie przeprowadzając rzetelnej diagnostyki całego zespołu maszyn i nie rozpoznając przyczyny wysokiego poziomu drgań łożysk (która może leżeć po stronie maszyny napędzanej), łożyska ulegną ponownemu uszkodzeniu.

Organizacja diagnostyki maszyn w przedsiębiorstwach energetycznych była i bardzo często jeszcze jest niejednolita. Powoduje to dezorganizację diagnostyki i uniemożliwia skuteczny, szybki przepływ informacji o stanie maszyn.

Analizując szczegółowo przyczyny awarii i nieoczekiwanych, nieplanowanych postojów napędów z silnikami indukcyjnymi klatkowymi WN, w oparciu o własne doświadczenia i obserwacje, autorzy ustalili następującą listę przyczyn:

- stan łożysk,
- izolacja uzwojeń silników,
- niewywaga, nieosiowość i luzy związane z ruchem wirnika,
- niesymetria szczeliny pomiędzy stojanem a wirnikiem,
- uzwojenie klatkowe wirnika,
- stan fundamentów, konstrukcji wsporczych i mocowania.

Listę podano w kolejności, od przyczyn najczęściej występujących do tych które występują najrzadziej.

Z wieloletnich badań autorów w przedsiębiorstwach energetycznych wynikało, że standardowe procedury diagnostyki (zalecenia norm krajowych i międzynarodowych, zalecenia producentów, dokumentacje techniczno-ruchowe maszyn, monitoring ogólnego poziomu drgań) nie wystarczą do wczesnego i bezpiecznego rozpoznawania i identyfikacji źródła uszkodzeń maszyn. Należy - w zależności od rodzaju przyczyn uszkodzeń - stosować różne metodyki badań. W związku z powyższym, autorzy zaproponowali i wdrożyli nową technologię i organizację diagnozowania eksploatowanych maszyn w przedsiębiorstwie energetycznym.

Autorzy zaprezentowali w monografii wyniki swoich wieloletnich badań, w tym nową technologię i organizację kompleksowej diagnostyki eksploatacyjnej zespołów maszynowych w energetyce ujmującej zadania eksploatacji, zabezpieczenia i zarządzania maszynami. Prezentowana technologia diagnozowania polega głównie na:

- Podziale maszyn w przedsiębiorstwie energetycznym wg grup o różnej ważności: maszyny krytyczne, maszyny quasi-krytyczne i pomocnicze. Maszyny krytyczne takie, jak: turbozespoły, pompy zasilające są nadzorowane za pomocą systemów ciągłego mo-

nitorowania i zabezpieczeń. Maszyny quasi-krytyczne w przeważającej większości wybrane wentylatory i pompy, są monitorowane okresowo i mogą posiadać system zabezpieczeń. Maszyny pomocnicze są monitorowane okresowo przy pomocy przenośnego sprzętu pomiarowego:

- Wprowadzeniu jednolitego systemu akwizycji danych diagnostycznych dla wszystkich wymienionych grup maszyn.
- Włączeniu do systemu wszystkich pomiarów maszyn realizowanych na okoliczność oceny jej stanu technicznego.
- Opracowaniu i praktycznej weryfikacji warunków prawidłowej eksploatacji maszyn w przedsiębiorstwie energetycznym.
- Opracowaniu i praktycznej weryfikacji procedury pomiarowej dla maszyn o różnej ważności.
- Opracowaniu i praktycznej weryfikacji kryteriów oceny i wartości granicznych stanu dynamicznego maszyn.
- Opracowaniu wykazu i praktycznej weryfikacji uszkodzeń maszyn i metod ich rozpoznawania.

Nowa technologia i nowa organizacja diagnostyki zespołów maszynowych jest technologicznym wzorcem dla przedsiębiorstw, które decydują się na wprowadzenie nadzoru maszyn.

Na podstawie wykonanej analizy techniczno-ekonomicznej efektów zastosowania opracowanej technologii diagnostyki zespołów maszynowych w elektrowniach krajowych można stwierdzić, że opracowana metoda diagnostyki zespołów maszynowych ujmująca zadania eksploatacji, zabezpieczenia i zarządzania maszynami w energetyce pozwala zmniejszyć ilość awarii oraz zaplanować remonty by w efekcie zmniejszyć koszty eksploatacji zakładu. □

Do dyspozycji uczestników konferencji będzie współautor Sławomir Szymaniec

SPIS TREŚCI - GRE 2014

80 Realizacja koncepcji programu strategicznego Zaawansowane technologie pozyskiwania energii
Gerard Lipiński, Narodowe Centrum Badań i Rozwoju w Warszawie

83 Opracowanie technologii dla wysokosprawnych „zero-emisyjnych" bloków węglowych zintegrowanych z wychwytem CO_2 ze spalin. Zadanie 1 Projektu Strategicznego Zaawansowane Technologie Pozyskiwania Energii
prof. dr hab. inż. Tadeusz Chmielniak, Instytut Maszyn i Urządzeń Energetycznych, Politechnika Śląska, Kierownik zadania badawczego nr 1

89 Analiza energetyczna oraz ekonomiczna instalacji wychwytu CO_2 z wykorzystaniem absorpcji chemicznej
dr inż. Krzysztof Bochon, prof. dr hab. inż. Tadeusz Chmielniak, Instytut Maszyn i Urządzeń Energetycznych, Politechnika Śląska

89 Model odazotowania spalin bloków węglowych w technologii selektywnej redukcji katalitycznej (SCR)
prof. dr hab. inż. Tadeusz Chmielniak, mgr inż. Paweł Pilarz, Instytut Maszyn i Urządzeń Energetycznych, Politechnika Śląska

90 Opłacalność układu gazowo-powietrznego jako jednostki wytwórczej
mgr inż. Daniel Czaja, prof. dr hab. inż. Tadeusz Chmielniak, dr inż. Sebastian Lepszy, mgr inż. Katarzyna Stępczyńska-Drygas, Politechnika Śląska

90 Analiza pracy wężownicy przegrzewacza pary w warunkach pełzania
dr hab. inż. Piotr Duda, prof. PK, mgr inż. Łukasz Felkowski, Instytut Maszyn i Urządzeń Energetycznych, Politechnika Krakowska

91 Analiza możliwości zwiększenia sprawności elektrowni typu oxy przez zastosowanie układu hybrydowego do separacji tlenu
prof. dr hab. inż. Janusz Kotowicz, dr inż. Katarzyna Janusz-Szymańska, mgr inż. Aleksandra Dryjańska, Politechnika Śląska

91 Eksperymentalne wyznaczanie stałych czasowych termometrów w funkcji prędkości przepływającego powietrza
dr inż. Magdalena Jaremkiewicz, Instytut Maszyn i Urządzeń Energetycznych, Politechnika Krakowska

92 Sposób wyznaczania charakterystyk ekonomicznych i oceny ryzyka dla bloku typu oxy z wysokotemperaturową membraną „three - end" do produkcji tlenu
prof. dr hab. inż. Janusz Kotowicz, mgr inż. Adrian Balicki, Instytut Maszyn i Urządzeń Energetycznych, Politechnika Śląska

92 Analiza termodynamiczna bloku dwupaliwowego zintegrowanego z absorpcyjną instalacją separacji CO_2
prof. dr hab. inż. Janusz Kotowicz, dr inż. Łukasz Bartela, mgr inż. Dorota Mikosz, Politechnika Śląska

93 Wykorzystanie kondensacyjnego wymiennika ciepła odpadowego w bloku energetycznym
dr inż. Paweł Rączka, prof. dr hab. inż. Kazimierz Wójs, Politechnika Wrocławska

93 Analiza wariantów integracji elektrociepłowni na parametry supernadkrytyczne z instalacją wychwytu dwutlenku węgla metodą absorpcji chemicznej
prof. dr hab. inż. Janusz Kotowicz, mgr inż. Piotr Łukowicz, Politechnika Śląska

94 Analiza ryzyka ekonomicznego budowy supernadkrytycznego bloku typu oxy
prof. dr hab. inż. Janusz Kotowicz, mgr inż. Sebastian Michalski, Instytut Maszyn i Urządzeń Energetycznych, Politechnika Śląska

94 Absorpcja CO_2 w roztworach amin szansą obniżenia emisji krajowych elektrowni węglowych
mgr inż. Aleksander Krótki, mgr inż. Adam Tatarczuk, dr inż. Lucyna Więcław-Solny, mgr inż. Dariusz Śpiewak, mgr inż. Tomasz Spietz, mgr inż. Marcin Stec, dr inż. Andrzej Wilk, Instytut Chemicznej Przeróbki Węgla

95 Analiza możliwości pozyskiwania ciepła do instalacji separacji CO_2 z różnych źródeł dla bloku węglowego 900 MW
dr hab. inż. Henryk Łukowicz, prof. nadzw Pol. Śl., dr inż. Andrzej Kochaniewicz, mgr inż. Marcin Mroncz, Politechnika Śląska

95 Wpływ modernizacji układu turbiny po zintegrowaniu jej z układem separacji CO_2 na pracę bloku węglowego na parametry nadkrytyczne
dr hab. inż. Henryk Łukowicz, prof. nadzw. Pol. Śl., mgr inż. Marcin Mroncz, Instytut Maszyn i Urządzeń Energetycznych, Politechnika Śląska

96 Modelowanie procesu wychwytu CO_2 w technologii "Post-combustion capture"
mgr inż. Paweł Niegodajew, dr inż. Dariusz Asendrych, prof. dr hab. inż. Stanisław Drobniak, Instytut Maszyn Cieplnych, Politechnika Częstochowska

96 Metodologia obliczeń sprawności instalacji turbiny gazowej
prof. dr hab. inż. Janusz Kotowicz, mgr inż. Marcin Job, mgr inż. Mateusz Brzęczek, Instytut Maszyn i Urządzeń Energetycznych, Politechnika Śląska

97 Analiza możliwości odzysku ciepła z procesu sprężania CO_2
dr inż. Sebastian Rulik, dr inż. Andrzej Kochaniewicz, dr hab. inż. Henryk Łukowicz, prof. nadzw. Pol. Śl., prof. dr hab. inż. Andrzej Witkowski, Politechnika Śląska

97 Poszukiwanie efektywnych sorbentów aminowych w procesie usuwania CO_2 z mieszanin gazowych
mgr inż. Dariusz Śpiewak, mgr inż. Aleksander Krótki, mgr inż. Tomasz Spietz, mgr inż. Adam Tatarczuk, dr inż. Lucyna Więcław-Solny, dr inż. Andrzej Wilk, Instytut Chemicznej Przeróbki Węgla

98 Identyfikacja obszarów zagrożonych pękaniem w elementach turbin na parametry nadkrytyczne
prof. dr hab. Andrzej Rusin, dr hab. inż. Grzegorz Nowak, dr inż. Marian Lipka, mgr inż. Adam Zalewski, Instytut Maszyn i Urządzeń Energetycznych, Wydział Inżynierii Środowiska i Energetyki, Politechnika Śląska

98 Ocena wpływu integracji bloku węglowego z instalacją wychwytu CO_2 na pracę przy zmiennym obciążeniu
mgr inż. Katarzyna Stępczyńska-Drygas, dr hab. inż. Sławomir Dykas, dr hab. inż. Henryk Łukowicz, prof. nadzw. Pol. Śl., mgr inż. Daniel Czaja, Instytut Maszyn i Urządzeń Energetycznych, Politechnika Śląska

99 Wychwyt CO_2 z gazów o zwiększonej zawartości ditlenku węgla
mgr inż. Andrzej Wilk, dr inż. Lucyna Więcław-Solny, mgr inż. Dariusz Śpiewak, mgr inż. Tomasz Spietz, Instytut Chemicznej Przeróbki Węgla

99 Określenie własności mechanicznych i stanu materiału na podstawie badań mikropróbek metodą spt
prof. dr hab. Andrzej Rusin, mgr inż. Michał Bieniek, dr inż. Adam Wojaczek, dr inż. Michał Strozik, dr inż. Mirosław Majkut, Instytut Maszyn i Urządzeń Energetycznych, Wydział Inżynierii Środowiska i Energetyki, Politechnika Śląska

100 Eksperymentalne wyznaczanie obciążenia cieplnego ściany komory paleniskowej kotła
prof. dr hab. inż. Jan Taler, dr inż. Tomasz Sobota, dr inż. Piotr Dzierwa, dr inż. Marcin Trojan, dr hab. inż. Dawid Taler, prof. PK, Instytut Maszyn i Urządzeń Energetycznych, Politechnika Krakowska

100 Procesy transportu CO_2 z instalacji wychwytu bloku energetycznego do miejsca składowania
prof. dr hab. inż. Andrzej Witkowski, prof. dr hab. Andrzej Rusin, dr inż. Mirosław Majkut, dr inż. Katarzyna Stolecka, Instytut Maszyn i Urządzeń Energetycznych, Wydział Inżynierii Środowiska i Energetyki, Politechnika Śląska

101 Wpływ aktywacji elektromagnetycznej na proces spalania węgla brunatnego
mgr inż. Michał Gandor, mgr inż. Krzysztof Sławiński, mgr. inż. Krzysztof Knaś, mgr Barbara Balt, prof. dr hab. inż. Wojciech Nowak, Instytut Zaawansowanych Technologii Energetycznych, Politechnika Częstochowska

101 Wpływ młyna elektromagnetycznego na jednoczesny proces suszenia i mielenia węgla brunatnego
mgr Barbara Balt, mgr inż. Krzysztof Sławiński, mgr. inż. Krzysztof Knaś, mgr inż. Michał Gandor, prof. dr hab. inż. Wojciech Nowak, Instytut Zaawansowanych Technologii Energetycznych, Politechnika Częstochowska

102 Spalanie tlenowe dla kotłów pyłowych i fluidalnych zintegrowanych z wychwytem CO_2 - Projekt Strategiczny NCBR
prof. dr hab. inż. Wojciech Nowak, Kierownik zadania badawczego nr 2, dr inż. Tomasz Czakiert, Instytut Zaawansowanych Technologii Energetycznych, Politechnika Częstochowska

105 Model własności radiacyjnych mieszaniny CO_2/H_2O dla warunków spalania OXY pyłu węglowego
dr inż. Zbigniew Modliński, prof. dr hab. Wiesław Rybak, Politechnika Wrocławska

105 Modelowanie spalania OXY pyłu węglowego w kotle energetycznym
dr inż. Zbigniew Modliński, prof. dr hab. Wiesław Rybak, Politechnika Wrocławska

106 Wpływ stopniowania tlenu na konwersję azotu paliwowego w procesie spalania tlenowego w CWF
mgr inż. Sylwia Jankowska, dr inż. Tomasz Czakiert, mgr inż. Grzegorz Krawczyk, mgr inż. Paweł Borecki, mgr inż. Łukasz Jesionowski, prof. dr hab. inż Wojciech Nowak, IZTE, Politechnika Częstochowska

106 Spalanie pyłu węgla kamiennego w komorze z wewnętrzną cyrkulacją spalin
mgr inż. Marcin Kopczyński, dr inż. Janusz Lasek, Instytut Chemicznej Przeróbki Węgla

107 Monte Carlo Ray Tracing method on ortho-Cartesian meshes in radiation heat transfer modeling
mgr inż. Paweł Kuczyński, Institute of Power Engineering, Warsaw, prof. dr hab. inż. Ryszard Białecki, Institute of Thermal Technology, Silesian University of Technology

107 Analiza numeryczna spalana pyłu węglowego w przedpalenisku cyklonowym w atmosferze O_2/N_2
dr inż. Robert Zarzycki, Katedra Inżynierii Energii, Politechnika Częstochowska

108 Modelowanie procesu fluidyzacji w przemysłowym kotle fluidalnym
mgr inż. Wojciech P. Adamczyk[2], mgr inż. Paweł Kozołub[2], dr inż. Gabriel Węcel[2], dr inż. Adam Klimanek[2], prof. dr hab. inż. Ryszard A. Białecki[2], Marcin Klajny[2,1]
1) Foster Wheeler Energia Polska Sp. z o.o., 2) Instytut Techniki Cieplnej, Politechnika Śląska

108 Aspekty energetyczne i środowiskowe ciśnieniowego spalania tlenowego paliw stałych
mgr inż. Krzysztof Głód, dr inż. Janusz Lasek, dr hab. inż. Jarosław Zuwała, dr hab. inż. Marek Ściążko, Instytut Chemicznej Przeróbki Węgla

109 Badania kinetyki odsiarczania spalin powstałych w procesie oxy-spalania w przedpalenisku cyklonowym w warunkach podwyższonego stężenia SO_2
dr inż. Robert Zarzycki, mgr inż. Marcin Kratofil, mgr inż. Damian Pawłowski, mgr inż. Mariola Ścisłowska, dr inż. Rafał Kobyłecki, prof. dr hab. inż. Zbigniew Bis, Katedra Inżynierii Energii, Politechnika Częstochowska

109 Wpływ wybranych parametrów procesu spalania węgla na formowanie zanieczyszczeń
dr hab. inż. Henryk Radomiak, dr inż. Monika Zajemska, Katedra Pieców Przemysłowych i Ochrony Środowiska,
Wydział Inżynierii Produkcji i Technologii Materiałów, Politechnika Częstochowska

110 Analiza energochłonności procesu separacji CO_2 metodą VPSA
dr inż. Robert Zarzycki, dr inż. Marcin Panowski, Katedra Inżynierii Energii, Instytut Zaawansowanych Technologii Energetycznych, Politechnika Częstochowska

111 Ciśnieniowe, tlenowe spalanie węgla - badania kinetyki
dr inż. Teresa Topolnicka, Instytut Chemicznej Przeróbki Węgla

112 Opracowanie technologii zgazowania węgla dla wysokoefektywnej produkcji paliw i energii elektrycznej
dr hab. inż. Andrzej Strugała, prof. AGH, Akademia Górniczo-Hutnicza w Krakowie, Wydział Energetyki i Paliw
Kierownik zadania badawczego nr 3

116 Zgazowanie węgla w reaktorze z cyrkulującym złożem fluidalnym przy zastosowaniu CO_2 jako czynnika zgazowującego
mgr inż. Grzegorz Tomaszewicz, dr hab. inż. Marek Ściążko, dr inż. Aleksander Sobolewski, dr inż. Tomasz Chmielniak, mgr inż. Andrzej Czaplicki,
Instytut Chemicznej Przeróbki Węgla

116 Wykaz osiągniętych oraz planowanych głównych rezultatów realizacji Zadania Badawczego nr 3 pt.: Opracowanie technologii zgazowania węgla dla wysokoefektywnej produkcji paliw i energii elektrycznej (w aspekcie możliwości ich praktycznego wykorzystania)
Akademia Górniczo-Hutnicza w Krakowie

119 Przykłady Technologii i Urządzeń Energetyki Rozproszonej (URE) bazującej na energii z biomasy i odpadach rolniczych (OZE)
prof. dr hab. inż. Jan Kiciński, Instytut Maszyn Przepływowych PAN w Gdańsku
Kierownik zadania badawczego nr 4

123 Instalacja kogeneracyjna do zgazowania pirolitycznego odpadów komunalnych i ściekowych
prof. zw. dr hab. inż. Witold Elsner[1], mgr inż. Roman Borecki[2], dr inż. Marian Wysocki[1],
1) Instytut Maszyn Cieplnych, Politechnika Częstochowska, 2) Instytut Badawczo-Wdrożeniowy Maszyn Sp. z o.o.

123 Zgazowanie frakcji nadsitowej odpadów komunalnych z wytwarzaniem energii cieplnej
inż. Wiesław Jodkowski, dr inż. Andrzej Sitka, mgr inż. Bogusław Szumiło, Instytut Techniki Cieplnej i Mechaniki Płynów, Politechnika Wrocławska

124 Analiza efektywności ekonomicznej bloków węglowych na parametry nadkrytyczne o mocach 400-800 MW
mgr inż. Łukasz Kowalczyk, prof. zw. dr hab. inż. Witold Elsner, prof. dr hab. inż. Stanisław Drobniak, Instytut Maszyn Cieplnych, Politechnika Częstochowska

124 Innowacyjne technologie OZE - typoszereg mikroinstalacji kogeneracyjnych
dr hab. inż. Adam Cenian, Instytut Maszyn Przepływowych PAN w Gdańsku

125 Instalacja zgazowania KAJOT produkująca gaz o wysokiej wartości kalorycznej i wysokiej czystości
dr inż. Tomasz Golec, Instytut Energetyki w Warszawie

125 Bioprocesy wytwarzania energii
prof. dr hab. Janusz Gołaszewski, Uniwersytet Warmińsko-Mazurski w Olsztynie

126 Chłodzenie ogniwa paliwowego typu PAFC z wykorzystaniem układu ORC z mokrymi i suchymi czynnikami obiegowymi
dr inż. Sławomir Wiśniewski, Katedra Techniki Cieplnej, Zachodniopomorski Uniwersytet Technologiczny w Szczecinie

127 Technologia energetycznego wykorzystania produktu ubocznego powstającego przy produkcji bioetanolu
inż. Wiesław Jodkowski, dr inż. Andrzej Sitka, prof. dr hab. inż. Kazimierz Wójs, Instytut Techniki Cieplnej i Mechaniki Płynów, Politechnika Wrocławska

127 Analiza procesu konwersji termicznej paliw alternatywnych - biomasy oraz odpadów przemysłowych i komunalnych
mgr inż. Izabella Maj, dr inż. Piotr Ostrowski, mgr inż. Michał Polok, Instytut Maszyn i Urządzeń Energetycznych, Politechnika Śląska

128 Pilotażowe instalacje kogeneracyjne/poligeneracyjne z układem ORC
prof. dr hab. inż. Jan Kiciński, dr hab. inż. Piotr Lampart, mgr inż. Sebastian Bykuć, dr inż. Mariusz Szymaniak,
Instytut Maszyn Przepływowych PAN w Gdańsku

128 Analiza porównawcza efektywności pracy układów ORC i parowego zasilanych energią cieplną spalin z turbiny gazowej
dr inż. Sławomir Wiśniewski, dr inż. Radomir Kaczmarek, Katedra Techniki Cieplnej, Zachodniopomorski Uniwersytet Technologiczny w Szczecinie

129 Współpraca elektrowni o mocy 900 MW z układem odzysku ciepła zasilającym ORC
prof. dr hab. inż. Dariusz Mikielewicz [2,1], mgr inż. Paweł Ziółkowski[1], prof. dr hab. inż. Jarosław Mikielewicz[1]
1)Instytut Maszyn Przepływowych PAN, 2)Wydział Mechaniczny, Politechnika Gdańska

129 Mikrosiłownia domowa jako źródło energii cieplnej i elektrycznej
prof. dr hab. inż. Dariusz Mikielewicz [2,1], dr inż. Jan Wajs [2,1], prof. dr hab. inż. Jarosław Mikielewicz[1],
1) Instytut Maszyn Przepływowych PAN, 2) Wydział Mechaniczny, Politechnika Gdańska

130 Zgazowanie biomasy w reaktorze ze złożem stałym GazEla - wpływ skali na przebieg procesu
dr inż. Aleksander Sobolewski, Sławomir Stelmach, Tomasz Iluk, Mateusz Szul, Instytut Chemicznej Przeróbki Węgla

131 Wstępne suszenie węgla brunatnego dla celów energetycznych
dr hab. inż. Halina Pawlak-Kruczek, prof. nadzw. PWr., Politechnika Wrocławska
Kierownik projektu „Wstępne suszenie węgla brunatnego do celów energetycznych"

134 Modelowanie ekspansji złoża fluidalnego w procesie suszenia węgla brunatnego
dr hab. inż. Zbigniew Plutecki, prof. PO, mgr inż. Krystian Ryszczyk, mgr inż. Paweł Sattler, Politechnika Opolska

134 Wykorzystanie metody DPIV do weryfikacji eksperymentalnej obliczeń numerycznych na przykładzie suszarni węgla brunatnego
dr hab. inż. Zbigniew Plutecki, prof. PO, dr inż. Stanisław Anweiler, mgr inż. Krystian Ryszczyk, mgr inż. Paweł Sattler, Politechnika Opolska

135 Badanie termokinetyki procesu suszenia węgla brunatnego w suszarni fluidalnej o złożu fontannowo-pęcherzykowym
dr hab. inż. Zbigniew Plutecki, prof. PO, mgr inż. Marcin Michalski, mgr inż. Krystian Ryszczyk, mgr inż. Paweł Sattler, Politechnika Opolska

135 Energochłonność procesu suszenia węgla brunatnego w suszarni fluidalnej o złożu fontannowo-pęcherzykowym
dr hab. inż. Zbigniew Plutecki, prof. PO, mgr inż. Krystian Ryszczyk, mgr inż. Paweł Sattler, Politechnika Opolska

136 Badania procesu suszenia w obrotowej instalacji laboratoryjnej, określenie efektywności suszenia w zależności od parametrów procesu
mgr inż. Michał Czerep, dr hab. inż. Halina Pawlak-Kruczek, prof. nadzw. PWr, Politechnika Wrocławska

136 Badania procesu suszenia w fluidalnej instalacji laboratoryjnej „Torbed" za pomocą niskotemperaturowego powietrza
mgr inż. Michał Czerep, dr hab. inż. Halina Pawlak-Kruczek, prof. nadzw. PWr, dr inż. Janusz Lichota, Politechnika Wrocławska

137 Wpływ współspalania podsuszonego węgla brunatnego na pracę kotła energetycznego
dr inż. Janusz Lichota, dr hab. inż. Halina Pawlak-Kruczek, prof. nadzw. PWr, mgr inż. Damian Ławniczak, Politechnika Wrocławska

137 Przegląd różnych metod i technologii suszenia węgla brunatnego
dr hab. inż. Halina Pawlak-Kruczek, prof. nadzw. PWr, mgr inż. Michał Ostrycharczyk, mgr inż. Marcin Michalski, Politechnika Wrocławska

137 Badania suszenia uderzeniowego
dr inż. Janusz Lichota, dr hab. inż. Halina Pawlak-Kruczek, prof. nadzw. PWr, Politechnika Wrocławska

138 Wpływ integracji suszarki węgla brunatnego na pracę bloku energetycznego
dr hab. inż. Henryk Łukowicz, prof. nadzw Pol. Śl., prof. dr hab. inż. Tadeusz Chmielniak, dr inż. Andrzej Kochaniewicz, mgr inż. Marcin Mroncz, Politechnika Śląska

138 Prace rozwojowe i implementacja ich wyników w celu ograniczenia strat w przesyle energii elektrycznej
dr inż. Henryk Majchrzak, Grzegorz Tomasik, Polskie Sieci Elektroenergetyczne S.A.

139 Matematyczne modelowanie procesów w instalacje biogazowe
prof. dr hab. Ałła Denisowa, doktorant Ngo Minh Hieu, Odeski Narodowy Politechniczny Uniwersytet

140 Analiza egzergetycznych parametrów biogazowej instalacji energetycznej
prof. dr hab. Anton Mazurenko, prof. dr hab. Ałła Denisowa, doktorant Ngo Minh Hieu, Odeski Narodowy Politechniczny Uniwersytet

140 Modelowanie dynamiki procesu suszenia cząstki węgla w złożu fluidalnym
dr inż. Sławomir Pietrowicz, dr hab. inż. Halina Pawlak-Kruczek, prof. nadzw. PWr, prof. dr hab. inż. Zbigniew Gnutek, Politechnika Wrocławska

141 Wpływ podsuszania węgla brunatnego na parametry pracy kotła pyłowego
prof. dr hab. inż. Marek Pronobis, dr hab. inż. Sylwester Kalisz, dr inż. Wacław Wojnar, Instytut Maszyn i Urządzeń Energetycznych, Politechnika Śląska

141 Wpływ izolacji termicznych na efektywność energetyczną
Ryszard Borkowski, Polskie Stowarzyszenie Wykonawców Izolacji Przemysłowych

142 Adaptacja metody LCC na potrzeby klasyfikacji linii energetycznych
dr inż. Łukasz Dzierżanowski, Katedra Elektrowni i Systemów Pomiarowych, dr inż. Bogdan Ruszczak, Katedra Ekonomii, Finansów i Badań Regionalnych, Politechnika Opolska

143 Analiza ekonomiczna systemu grzewczego opartego na odnawialnych źródłach energii
mgr inż. Łukasz Grzesik, Instytut Informatyki i Automatyki, Politechnika Opolska

143 Analiza możliwości współspalania podsuszonego węgla brunatnego w kotle BP-1150
dr inż. Tomasz Golec, dr inż. Bartosz Świątkowski, mgr inż. Paweł Kuczyński, mgr inż. Łukasz Cichowlas, Instytut Energetyki

144 Nowe funkcjonalności technologii monitorowania procesów inwestycyjnych i eksploatacyjnych w energetyce, determinowane postępem hybrydowych technik akwizycji topologii
prof. dr hab. Zdzisław Kabza, Politechnika Opolska, mgr inż. Lesław Jerzy Kwiatkowski, EUROL Innovative Technology Solutions Sp. z o.o.

144 Regulacje prawne dotyczące wychwytywania, transportu i geologicznego składowania CO_2
Adam Kowalski, Michał Kornasiewicz

145 Modelowe odzwierciedlenie nowych technologii w elektroenergetyce oraz wpływu energetyki rozproszonej na krzywą KSE
Andrzej Modzelewski, RWE Polska

145 Obliczenia numeryczne kotła OP-150
dr inż. Bartłomiej Hernik, Politechnika Śląska

146 Badania doświadczalne wybranych przepływomierzy kolanowych
dr inż. Andrzej Mrowiec, Wydział Politechniczny, PWSZ w Kaliszu

146 Aplikacja wspomagająca planowanie kosztów eksploatacji sieci elektroenergetycznej
dr inż. Bogdan Ruszczak, Katedra Ekonomii, Finansów i Badań Regionalnych, dr inż. Łukasz Dzierżanowski, Katedra Elektrowni i Systemów Pomiarowych, Politechnika Opolska

147 Planowanie działań operatora sieci elektroenergetycznej w celu ograniczania wpływu zimowych zjawisk atmosferycznych
dr inż. Bogdan Ruszczak, Katedra Ekonomii, Finansów i Badań Regionalnych, dr inż. Michał Tomaszewski, Katedra Elektrowni i Systemów Pomiarowych, Politechnika Opolska

148 Spalanie pojedynczego ziarna węglowego w modyfikowanych atmosferach gazowych
mgr inż. Ewa Marek, dr inż. Bartosz Świątkowski, Zakład Procesów Cieplnych, Instytut Energetyki

148 Single coal particle combustion in modified atmosphere conditions
mgr inż. Ewa Marek, dr inż. Bartosz Świątkowski

149 Monitoring linii elektroenergetycznych przy użyciu bezzałogowych urządzeń latających (UAV)
dr inż. Michał Tomaszewski, mgr inż. Michał Krawiec, Katedra Elektrowni i Systemów Pomiarowych, Politechnika Opolska

149 Analiza sprawności odpylaczy cyklonowych z wykorzystaniem modelowania CFD oraz modeli teoretycznych
mgr inż. Marek Wasilewski, dr Anna Duczkowska-Kądziel, dr hab. inż. Jerzy Duda, Wydział Inżynierii Produkcji i Logistyki, Politechnika Opolska

150 Metoda przekształcenia zdjęć w celu umożliwienia analizy przęsła linii elektroenergetycznej
dr hab. inż. Sławomir Zator, prof. PO, mgr inż. Rafał Gasz, Politechnika Opolska

150 Możliwość wykorzystania metod fotogrametrycznych do analizy przemieszczeń infrastruktury technicznej kotła elektroenergetycznego
dr hab. inż. Sławomir Zator, prof. PO, mgr inż. Rafał Gasz, Politechnika Opolska

151 Możliwości diagnostyki powierzchni elementów rurowych z wykorzystaniem skanera laserowego
dr hab. inż. Sławomir Zator, prof. PO, mgr inż. Paweł Michalski, Politechnika Opolska

151 Modelowanie matematyczne turbiny kondensacyjnej z wykorzystaniem programu Thermoflex
mgr inż. Monika Zdun, mgr inż. Marcin Plis, prof. dr hab. Henryk Rusinowski, Politechnika Śląska

152 „Diagnostyka eksploatacyjna zespołów maszynowych w energetyce”
dr hab. inż. Sławomir Szymaniec, Katedra Elektrowni i Systemów Pomiarowych, Politechnika Opolska

Izolacje techniczne zaprojektowane przez ekspertów

Potrzebujesz profesjonalnej konsultacji?
Zapytaj nas! Zadzwoń: **tel. 68 3850 126**
lub odwiedź naszą nową stronę
internetową **www.rockwool-rti.com**

Wiedzą i doświadczeniem dzielimy się z Klientami

Kluczem do sukcesu ROCKWOOL Technical Insulation jest połączenie wysokiej jakości produktów i wysiłku zaangażowanych ludzi. Już od ponad 75 lat – dzięki wiedzy, doświadczeniu i innowacyjnemu myśleniu wspartemu wysiłkiem najlepszych specjalistów – oferujemy wyjątkowe rozwiązania izolacyjne i wysokiej jakości wsparcie techniczne. Zrównoważone rozwiązania ze skalnej wełny mineralnej ProRox, zaprojektowane przez naszych ekspertów, to gwarancja najlepszej możliwej ochrony przed ogniem, wysoką temperaturą, hałasem i stratami energii.

Skorzystaj z narzędzi ekspertów.
Nadaj nowy kształt swojemu biznesowi.

ROCKWOOL®
TECHNICAL INSULATION

www.rockwool-rti.com

Keppel Seghers

Solutions for a Cleaner Future

Wiodący dostawca inżynierii i technologii dla ochrony środowiska

Na całym świecie rośnie ilość odpadów, panuje niedobór składowisk i rosną ceny energii, co sprawia, że energia z odpadów staje się jednym z czołowych rozwiązań dla czystszej przyszłości.

Keppel Seghers, członek Grupy Keppel, jest wiodącym dostawcą zaawansowanych rozwiązań i usług w zakresie energii z odpadów.

W oparciu o duże doświadczenie z pomyślnie zrealizowanych projektów na całym świecie, umacniamy dalej naszą pozycję i rozwój na rynku światowym, aby sprostać wyzwaniom ochrony środowiska.

Keppel Seghers Belgium nv - Hoofd 1 - 2830 Willebroek – Belgium
www.keppelseghers.com
info@keppelseghers.com