# Energetyka

PROBLEMY ENERGETYKI I GOSPODARKI PALIWOWO-ENERGETYCZNEJ

ISSN 0013-7294 **SIERPIEŃ 2010** CENA 18 ZŁ

# Nagrody i wyróżnienia
# dla Południowego Koncernu Energetycznego S.A.

Złoty Inżynier
2010

Klucz sukcesu
2009

Skrzydła Merkurego
2008

Wyróżnienie Klon
2008

Lider Innowacji
2007

Wyróżnienie Izby Gospodarczej
Energetyki i Ochrony
Środowiska
2007

Nowy Impuls
2007

Filar Polskiej Gospodarki
2007

Laur Super Tygrysa
2006

# Szanowni Państwo

W tym roku *Południowy Koncern Energetyczny* obchodzi X rocznicę swojego powstania. Z tej okazji chciałbym serdecznie podziękować wszystkim, którzy od samego początku nie tylko rozumieli potrzebę tworzenia silnych grup energetycznych, ale także ją aktywnie wspierali.

Od dziesięciu lat *PKE* działa na polskim rynku paliwowo-energetycznym. Dzisiaj naszą firmę tworzy sześć elektrowni: *Łaziska, Łagisza, Jaworzno III, Siersza, Halemba* i *Blachownia* oraz dwie elektrociepłownie: *Katowice i Bielsko-Biała*. Kiedy powstawał *PKE*, sytuacja polityczno-gospodarcza była skomplikowana. Dyskutowano o słuszności podjęcia tak śmiałej decyzji. Liczba entuzjastów przedsięwzięcia była bez mała równa liczbie sceptyków. Jednak końcowy werdykt był dla nas pomyślny. Firma z czasem stawała się przykładem udanej konsolidacji, przybywało zwolenników, ubywało przeciwników. Mam nadzieję, że w ciągu tej dekady zdołaliśmy wszystkim udowodnić, iż podjęcie decyzji o stworzeniu pierwszego w Polsce koncernu energetycznego było słuszne i właściwe.

Ale nie jest to jedyny obszar, w którym byliśmy prekursorami. Byliśmy także prekursorami procesu budowy pierwszej polskiej grupy paliwowo-energetycznej. W jego wyniku, na bazie byłych kopalń: *Jaworzno* i *Janina*, w 2005 roku powstał *Południowy Koncern Węglowy*. Jak pokazuje przykład *PKW*, połączenie górnictwa i energetyki przynosi pozytywne efekty dla obu tych sektorów.

Okrągła rocznica powstania firmy to czas szczególny – czas podsumowań i próby oceny dokonań. Jesteśmy dumni z tego, że pomimo wielu trudności na rozmaitych polach udaje się nam sukcesywnie i konsekwentnie odtwarzać nasze moce wytwórcze oraz rozpoczynać inwestycje w nowe bloki. W ubiegłym roku oddaliśmy do eksploatacji blok 460 MW w *Elektrowni Łagisza* – pierwszy z projektów programu odbudowy mocy *PKE*. Obecnie trwają prace nad kolejnymi. Powstaje jednostka OZE o mocy 50 MW w Jaworznie, wysoko wydajny blok 50 MW, który będzie pracował w skojarzeniu w *ZEC Bielsko–Biała*, trwają przygotowania do budowy bloków rzędu 900 MW w Jaworznie i Blachowni, gdzie razem z *KGHM* chcemy powołać spółkę celową. Czynimy także starania, by wspólnie z *ZAK*-iem rozpocząć budowę elektrowni poligeneracyjnej również w Blachowni. Wszystkie wybierane przez nas technologie należą do najnowocześniejszych, cechujących się wysoką sprawnością. Jest to szczególnie ważne w dobie limitów emisji dwutlenku węgla.

Nie zapominamy także o inwestycjach w ekologię. Nowoczesne instalacje odsiarczania spalin już pracują w naszych elektrowniach. Znacząco ograniczyliśmy emisję pyłów. Obecnie rozpoczynamy przystosowywanie kotłów do standardów niższej emisji tlenków azotu, dzięki modernizacji kotłów zwiększyliśmy współspalanie biomasy. Działania te nie tylko zmniejszają obciążenie środowiska tworząc „czystszą przyszłość" dla następnych pokoleń, ale także pozwalają nam wypełniać zaostrzające się normy emisji.

Dziesięciolecie istnienia *PKE* obchodzi jako część *Grupy Tauron*. Otwiera się kolejny rozdział działalności, stawiając przed nami nowe wyzwania. Wierzę jednak, że im sprostamy, bo o sile i potencjale *Południowego Koncern Energetycznego* stanowi przede wszystkim jego oddana i zaangażowana załoga. Osiągnięcia i sukcesy naszej firmy nie byłyby możliwe bez jej ciężkiej pracy. Serdecznie dziękuję wszystkim Pracownikom za codzienny trud i wysiłek! Gratulując Wam dotychczasowych osiągnięć, życzę jednocześnie, aby nadchodzące lata przyniosły realizację planów, zarówno osobistych, jak i zawodowych.

*Południowemu Koncernowi Energetycznemu* życzę zaś kolejnych okrągłych jubileuszy.

Prezes Zarządu PKE S.A.

Jan Kurp

# Kalendarium

## 2000

### 3 marca

Podpisano umowę w sprawie organizacji prac nad powołaniem koncernu pięciu elektrowni.

### 24 maja

Akt założycielski *Południowego Koncernu Energetycznego S.A.* podpisali przedstawiciele zarządów pięciu działających na południu Polski elektrowni – spółek Skarbu Państwa: *Jaworzna III, Łazisk, Łagiszy, Sierszy* i *Halemby*. Po kilku tygodniach do grupy dołączyły dwa kolejne podmioty: *Elektrociepłownia Katowice* i *Elektrownia Blachownia*.

### 1 czerwca

Nastąpiła rejestracja spółki przez sąd.

### 23 sierpnia

Ministerstwo Skarbu Państwa podwyższyło kapitał akcyjny spółki do 736 milionów złotych, przekazując Koncernowi większościowe pakiety akcji siedmiu tworzących go zakładów.

### 5 września

Podpisano Umowę Społeczną pomiędzy związkami zawodowymi elektrowni wchodzących w skład Koncernu a Zarządem.

### 23 listopada

Odbyło się siedem Walnych Zgromadzeń spółek – elektrowni i Walne Zgromadzenia *PKE S.A.* Podjęto podczas nich jednobrzmiące uchwały o połączeniu elektrowni z *Południowym Koncernem Energetycznym S.A.*

### 6 grudnia

Sąd Rejonowy w Katowicach wpisał do Rejestru Handlowego podwyższenie kapitału *PKE S.A.* Tym samym zakończony został formalny proces tworzenia koncernu.

## 2001

### 12 września

W *Elektrowni Siersza* oddano do eksploatacji nowy blok energetyczny.

### 10 grudnia

Odbyło się pierwsze Walne Zgromadzenie Akcjonariuszy *Południowego Koncernu energetycznego S.A.*

### 28 grudnia

Połączenie *ZEC Bielsko-Biała z PKE S.A.* Koncern skupił 8 zakładów wytwórczych.

## 2002

### 15 maja

Zarząd *PKE S.A.* i związki zawodowa podpisały Zakładowy Układ Zbiorowy Pracy oraz Regulamin Pracy dla Pracowników *Południowego Koncernu Energetycznego S.A.*

### 30 grudnia

Rozstrzygnięto przetarg na budowę nowego bloku w *Elektrowni Łagisza*. Podpisano umowy z wykonawcami.

## 2003

### 17 kwietnia

Zarząd i związki zawodowe podpisały pakiet obniżenia kosztów pracy, który obowiązywał do końca 2008 r.

### 21 lipca

Podpisano trójstronne porozumienie pomiędzy Koncernem, *Kompanią Węglową S.A.* oraz *Spółka Restrukturyzacji Kopalń S.A.* w sprawie przejścia *KWK Janina* w Libiążu do *Grupy Kapitałowej PKE*.

### 20 grudnia

Została podpisana umowa spółki: *Zakład Górniczo-Energetyczny Janina Sp. z o.o.*

## 2004

### 1 kwietnia

*Zakład Górniczo-Energetyczny Janina* rozpoczął działalność wydobywczą.

## 2005

### 25 stycznia

*PKE S.A.* utworzył *Południowy Koncern Węglowy S.A.* W lipcu spółka przejęła majątek i załogi *ZGE Sobieski* i *ZGE Janina*.

# Kalendarium

## 2006

### 1 stycznia

Główne kontrakty na realizację bloku 460 MW w *Elektrowni Łagisza* weszły w życie. Rozpoczęło się fizyczne wykonanie bloku.

### 12 maja

Podpisano i wmurowano Akt Erekcyjny Bloku 460 MW w *Elektrowni Łagisza*.

### 5 lipca

Rządowy Zespół Sterujący do spraw realizacji Programu dla elektroenergetyki powołał Grupę Roboczą do Spraw Konsolidacji *PKE S.A.*, *Enion S.A., EnergiaPro Koncern Energetyczny S.A.* oraz *Elektrowni Stalowa Wola S.A.,* pod przewodnictwem prezesa Jana Kurpa.

### 6 grudnia

W związku z realizacją rządowego Programu dla elektroenergetyki powstała *Energetyka Południe S.A.* – obecnie *Tauron Polska Energia S.A.*

## 2007

### 9 maja

Minister skarbu wniósł akcje *Południowego Koncernu Energetycznego, Enionu, EnergiiPro* i *Elektrowni Stalowa Wola* do *Energetyki Południe*.

### 18 lipca

W *Elektrowni Jaworzno III*, na budowie trzeciego ciągu IOS, został podpisany akt erekcyjny, który uroczyście wmurowano wraz z kamieniem węgielnym.

## 2008

### 19 maja

Rozpoczął się proces zamiany akcji *PKE S.A.* na walory *Tauron Polska Energia S.A.*

### 29 września

Do eksploatacji oddano trzeci ciąg Instalacji Odsiarczania Spalin w *Elektrowni Jaworzno III.*

### 2 października

Pomiędzy *Południowym Koncernem Energetycznym S.A.* a *Zakładami Azotowymi Kędzierzyn S.A.* podpisano List Intencyjny dotyczący budowy elektrowni poligeneracyjnej.

### 1 grudnia

*PKE*, gmina Bielsko-Biała oraz spółka Therma zawarły długoterminową umowę na dostawy ciepła. Umowa będzie obowiązywała przez 19 lat.

## 2009

### 15 lutego

Oddano do sieci pierwszą energię elektryczną wyprodukowaną w nowym bloku 460 MW w *Elektrowni Łagisza.*

### 27 czerwca

W *Elektrowni Łagisza* podpisano protokół przekazania do eksploatacji bloku 460 MW.

### 29 grudnia

Podpisano umowę pomiędzy *Południowym Koncernem Energetycznym S.A.* a *Polimexem-Mostostal S.A.* na budowę nowego bloku ciepłowniczego w *ZEC Bielsko-Biała EC1.*

## 2010

### 24 maja

Podpisano kontrakt na projekt, dostawę, budowę i uruchomienie kotła biomasowego oraz układu składowania i podawania biomasy z konsorcjum firm, którego liderem jest *Rafako*. Jednostka OZE o mocy 50 MW powstanie w *Elektrowni Jaworzno III – Elektrownia II.*

### 21 czerwca

Zarząd i związki zawodowe podpisały pakiet obniżenia kosztów pracy, który będzie obowiązywał do końca 2011 r.

### 30 czerwca

Giełdowy debiut *Tauron Polska Energia S.A.*

### 28 lipca

Podpisano kontrakt z konsorcjum firm *Fortum Power and Heat Oy* i *ZRE Katowice* na przystosowanie sześciu kotłów w *Elektrowni Jaworzno* do standardów niższej emisji tlenków azotu.

### 19 sierpnia

Odbyła się uroczystość wmurowania Aktu erekcyjnego pod budowę bloku ciepłowniczego o mocy elektrycznej 50 MW i mocy cieplnej 106 MW w *ZEC Bielsko-Biała*

# SPIS TREŚCI


II — Jan Kurp
**Tytułem wstępu**

481 — Grzegorz KLEMENS, Lucjan SMOLORZ, Grażyna ZIĘCINA
**Rys historyczny *Południowego Koncernu Energetycznego S.A.***

484 — Grzegorz ŚCIBISZ
**Zintegrowany System Zarządzania w *Południowym Koncernie Energetycznym***

486 — Stanisław URBAŃSKI
**Nośniki energii użytkowane w procesach wytwarzania energii elektrycznej przez zakłady *Południowego Koncernu Energetycznego S.A.* w latach 2001 – 2010**

489 — Bolesław KARDOLIŃSKI, Piotr MUSZYŃSKI
**Efektywność wytwarzania energii elektrycznej w elektrowniach *PKE S.A.***

492 — Leszek WIŚNIOWSKI, Stanisław NOWORYTA
**Remonty i modernizacje w *Południowym Koncernie Energetycznym S.A.***

495 — Eugeniusz BIAŁOŃ, Waldemar OSTROWSKI
**Doświadczenia z budowy i eksploatacji bloku 460 MW w *Elektrowni Łagisza***

500 — Bolesław KARDOLIŃSKI, Janusz STRZODA
**Potrzeby własne elektrowni i elektrociepłowni *PKE S.A.* (układy, możliwości zmniejszenia strat energii i mocy, możliwość unifikacji)**

504 — Bolesław KARDOLIŃSKI, Jerzy RUSAK
**Doświadczenia z eksploatacji układów wody chłodzącej i chłodni kominowych w elektrowniach i elektrociepłowniach *PKE S.A.***

509 — Dariusz NIEMIEC
**Formy handlu ciepłem w *Południowym Koncernie Energetycznym S.A.***

511 — Dariusz NIEMIEC
**Współpraca PKE *S.A.* z Operatorem Sieci Przesyłowej. Nowoczesne formy handlu energią elektryczną i ciepłem**

513 — Leszek WIŚNIOWSKI, Leszek WOJDANOWICZ, Piotr LISIK
**Instalacje odsiarczania spalin w elektrowniach *PKE S.A.* Budowa, eksploatacja, remonty, modernizacje**

523 — Bolesław KARDOLIŃSKI, Mariusz JACAK
**Uboczne produkty spalania z wytwarzania energii elektrycznej i ciepła w elektrowniach i elektrociepłowniach *PKE S.A.***

525 — Kazimierz SZYNOL, Joachim ADAMCZYK, Eugeniusz KUGLARZ, Małgorzata SZTYRAK, Adam KOZERA, Gabriela KRET, Jan ROGÓŻ, Stanisław GOŁĄB, Wioletta KRZYŻAK, Krystyna MAJEWSKA
**Laboratoria chemiczne *Południowego Koncernu Energetycznego S.A.***

532 — Leszek WIŚNIOWSKI, Sebastian FARUGA
**Ograniczenie emisji $NO_x$ – program zmniejszenia emisji zanieczyszczeń**

534 — Bolesław KARDOLIŃSKI, Grażyna PALUCH
**Wpływ polityki energetycznej UE promującej zrównoważone korzystanie z zasobów naturalnych na działalność *PKE S.A.***

537 — Joachim ADAMCZYK, Kazimierz SZYNOL, Stanisław GOŁĄB, Ewa BŁASZCZYK, Marian KWIATKOWSKI
***PKE S.A. – Elektrownia Jaworzno III* i *Elektrownia Łaziska* w systemie EMAS**

540 — Henryk TYMOWSKI, Eugeniusz BIAŁOŃ
**Wieloletnia Strategia Rozwojowa *PKE S.A.***

544 — Henryk TYMOWSKI, Janusz TCHÓRZ, Michał PIETER
**Zeroemisyjny kompleks energochemiczny. Europejskie przedsięwzięcie Konsorcjum *PKE S.A. – ZAK S.A.***

555 — Janusz TCHÓRZ, Janusz ZDEB
**Udział *PKE* w realizacji Krajowego Programu Badań Naukowych i Prac Rozwojowych**

560 — Janusz TCHÓRZ, Janusz ZDEB
**Polska Platforma Czystych Technologii Węglowych (PPCTW)**

OGÓLNOPOLSKI MIESIĘCZNIK NAUKOWO-TECHNICZNY STOWARZYSZENIA ELEKTRYKÓW POLSKICH

# Energetyka®

SIERPIEŃ 2010 NR 8 (674)

*Czasopismo istnieje od 1947 roku. Jest poświęcone problemom wytwarzania, przesyłania, rozdzielania i użytkowania energii elektrycznej i cieplnej, budowy elektrowni, elektrociepłowni i linii elektroenergetycznych, komputeryzacji systemu elektroenergetycznego i restrukturyzacji elektroenergetyki.*
*Od 2005 roku po połączeniu z miesięcznikiem „Gospodarka Paliwami i Energią" rozszerzony został obszar zainteresowania czasopisma o problemy gospodarki paliwowo-energetycznej. Znajduje się na liście Ministerstwa Nauki i Szkolnictwa Wyższego czasopism punktowanych (4 punkty) w ramach oceny parametrycznej jednostek w Zespole Elektrotechniki, Energetyki i Metrologii. Czasopismo jest dofinansowane przez Ministerstwo Nauki i Szkolnictwa Wyższego. Jest umieszczone w międzynarodowej bazie bibliograficzno-abstractowej INSPEC DATABASE, a także indeksowane w Bazie danych o zawartości polskich czasopism technicznych BAZTECH http://baztech.icm.com.pl". Zostało odznaczone złotymi odznakami: Honorową SEP, »Zasłużony dla energetyki« oraz Medalem SEP im. Profesora Stanisława Fryzego.*

*The magazine exists since 1947. It is devoted to problems of electric and heat energy generation, transmission, distribution and utilisation. It presents problems of construction of power stations, CHP stations and electric power lines as well as computerisation of the electric power system and restruc tu ring the electric power industry.*
*In 2005, after fusion with „Gospodarka Paliwami i Energią" monthly, the interest area of the magazine is widened with problems of fuel and energy economy. „Energetyka" monthly is placed in the journal list of Electrical Engineering, Power Engineering and Metrology Group of Entities assessed by Polish Ministry of Scientific Research and Infor mation Technology within parametric assessment (4 points). The magazine is financially supported by the Ministry of Science and Higher Education. "Energetyka" is placed in the international bibliography-abstract base INSPEC DATABASE – it is also indexed in "Data base of Polish technical magazines contents BAZTECH http://baztech.icm.edu.pl". It has been awarded with following golden awards: SEP Award of Merit, Merit Award for Power Industry Workers and Professor Stanisław Fryze Medal of SEP.*

Rada Konsultacyjno-Programowa

mgr inż. Zygmunt Artwik – *Polimex-Mostostal Siedlce SA*
dr hab. inż. Jerzy Barglik – *Prezes SEP*
prof. dr hab. inż. Tadeusz Chmielniak – *Politechnika Śląska*
mgr inż. Bogumił Dudek – *EPC SA, Katowice*
prof. dr hab. inż. Jan Górzyński – *Politechnika Warszawska*
prof. dr hab. inż. Tadeusz Halawa – *IASE, Wrocław*
dr inż. Mieczysław Kaczmarek – *Proenergia Sp. z o.o., Warszawa*
prof. dr hab. inż. Waldemar Kamrat – *Politechnika Gdańska*
dr inż. Andrzej Kowalski – *Energoprojekt Katowice SA*
prof. dr hab. inż. Joachim Kozioł – *Politechnika Śląska*
inż. Roman Kuczkowski – *GE Energa SA, O. ZE Toruń, PTPiREE*
mgr inż. Dariusz Lubera – *Tauron-Polska Energia SA, PTPiREE*
inż. Tadeusz Malinowski – *INPE, Bełchatów*
prof. dr hab. inż. Jacek Malko – *Politechnika Wrocławska*
mgr inż. Ryszard Migdalski – *ZIAD, Bielsko-Biała*
mgr inż. Piotr Molski – *Energoprojekt Kraków SA*
dr inż. Sławomir Pasierb – *FEWE, Katowice*
prof. dr hab. inż. Józef Paska – *Politechnika Warszawska*
prof. dr hab. inż. Maciej Pawlik – *Politechnika Łódzka*
prof. dr hab. inż. Jan Popczyk – *Politechnika Śląska*
dr hab. inż. Aleksandra Rakowska – *Politechnika Poznańska*
mgr inż. Adam Smolik – *Energopomiar – Gliwice*
mgr inż. Klemens Ścierski – *przewodniczący Rady*
prof. Josef Tlusty – *Czech Technical University in Prague Czeski Uniwesytet Techniczny w Pradze*
prof. dr hab. inż. Jerzy Tomeczek – *Politechnika Śląska*
dr inż. Jerzy Trzeszczyński – *Pro Novum Sp. z o.o., Katowice* zastępca przewodniczącego Rady
prof. dr hab. inż. Lucjan Twardy – *Politechnika Białostocka*
mgr inż. Henryk Tymowski – *PKE SA, Katowice*
prof. dr hab. inż. Andrzej Ziębik – *Politechnika Śląska*

Kolegium redakcyjne:

mgr inż. Tomasz Eugeniusz Kołakowski – Redaktor Naczelny, mgr Iwona Gajdowa – zastępca Redaktora Naczelnego,
mgr inż. Klaudia Piekarska – redaktor, Elżbieta Wilk – Administracja i księgowość

Współpracują z redakcją:

mgr inż. Edward Ziaja, mgr inż. Fryderyk Czudejko, mgr inż. Jerzy Dobosiewicz, mgr Jacek Dubrawski,
mgr inż. Bogumił Dudek, doc. dr inż. Jerzy Kulikowski, mgr inż. Ludwik Pinko, mgr inż. Sławomir Tomaszewski

Adres redakcji: ul. Henryka Jordana 25, 40-952 Katowice, telefony: (0-32) 257 87 85, 257 87 86, tel./fax (0-32) 251 62 09
e-mail: redakcja@elektroenergetyka.pl www.e-energetyka.pl www.energetyka.eu

Wydawca:

Oficyna Wydawnicza Energia COSiW SEP, 40-952 Katowice, ul. Henryka Jordana 25

Druk: Omega Press Sp. z o.o., ul. Szosowa 12, 41-203 Sosnowiec, tel.: 32 608 60 50
Nakład: do 2000 egzemplarzy

Redakcja nie ponosi odpowiedzialności za treść ogłoszeń, reklam i artykułów sponsorowanych. Nie zwraca materiałów niezamówionych oraz zastrzega sobie prawo redagowania i skracania tekstów oraz zamieszczania streszczeń na internetowej witrynie **www.e-energetyka.pl**
Opinie zawarte w materiałach nie muszą być podzielane przez Redakcję.

# STRESZCZENIA

Grzegorz KLEMENS, Lucjan SMOLORZ, Grażyna ZIĘCINA
**Rys historyczny *Południowego Koncernu Energetycznego S.A.***
*Energetyka* 2010, nr 8, s. 481
Opisano powstanie spółki *Południowy Koncern Energetyczny S.A.* oraz proces jej prywatyzacji. Omówiono cele działania i kierunki inwestycyjne *PKE S.A.*, a także udział w krajowej produkcji energii elektrycznej.
**Słowa kluczowe**: *Polski Koncern Energetyczny S.A.*, rys historyczny

Grzegorz ŚCIBISZ
**Zintegrowany System Zarządzania w *Południowym Koncernie Energetycznym S.A.***
*Energetyka* 2010, nr 8, s. 484
Omówiono realizację procesu uzyskiwania w *PKE* certyfikatów związanych ze zintegrowanym systemem zarządzania, zgodnie z wymaganiami norm z grupy ISO i jego wdrażania w codziennej pracy Koncernu.
**Słowa kluczowe**: system zarządzania, certyfikaty zgodności z wymaganiami norm zarządzania jakością, środowiskiem i bezpieczeństwem pracy

Stanisław URBAŃSKI
**Nośniki energii użytkowane w procesach wytwarzania energii elektrycznej przez zakłady *Południowego Koncernu Energetycznego S.A.* w latach 2001 – 2010**
*Energetyka* 2010, nr 8, s. 486
Obecna struktura wytwarzania energii w *PKE* oparta jest głównie na węglu kamiennym. Coraz większy udział w strukturze paliw ma również biomasa, czyli paliwo pochodzenia roślinnego – leśnego lub z upraw, które elektrownie *Jaworzno III, Łaziska, Siersza* oraz elektrociepłownia *Bielsko-Biała EC2* współspalają z węglem produkując „zieloną energię". Omówiono wykorzystywane w procesach wytwarzania energii elektrycznej przez zakłady *Południowego Koncernu Energetycznego* nośniki energii, takie jak: węgiel kamienny, biomasa oraz gaz koksowniczy.
**Słowa kluczowe**: nośniki energii, węgiel kamienny, biomasa, gaz koksowniczy

Bolesław KARDOLIŃSKI, Piotr MUSZYŃSKI
**Efektywność wytwarzania energii elektrycznej w elektrowniach *PKE S.A.***
*Energetyka* 2010, nr 8, s. 489
Omówiono sposoby i metody bieżącego śledzenia procesów wytwarzania energii elektrycznej w poszczególnych jednostkach wytwórczych *PKE* z wykorzystaniem informatycznego Systemu Analiz Technicznych. Pozwala to nie tylko na obserwacje kształtowania się wskaźników efektywności wytwarzania, ale na ich korygowanie i optymalizowanie.
**Słowa kluczowe**: wytwarzanie energii elektrycznej, efektywność, informatyczny system analiz technicznych

Leszek WIŚNIOWSKI, Stanisław NOWORYTA
**Remonty i modernizacje w *Południowym Koncernie Energetycznym***
*Energetyka* 2010, nr 8, s. 492
Wykazano konieczność przedłużenie eksploatacji niektórych urządzeń wytwórczych. Wśród istniejących w *PKE* urządzeń wytwórczych bloki 200 MW najlepiej nadają się do dalszej pracy. Z uwagi na trudny do przewidzenia w przyszłości scenariusz pracy bloków 200 MW ich modernizacje powinny być przeprowadzone przy optymalnych nakładach finansowych zapewniających ekonomikę wytwarzania energii elektrycznej do 2030 roku.
**Słowa kluczowe**: elektrownie cieplne, remonty, modernizacje bloków 200 MW

Eugeniusz BIAŁOŃ, Waldemar OSTROWSKI
**Doświadczenia z budowy i eksploatacji bloku 460 MW w *Elektrowni Łagisza***
*Energetyka* 2010, nr 8, s. 495
Przedstawiono przebieg realizacji budowy bloku 460 MW o nadkrytycznych parametrach pary i uzyskane doświadczenia zarówno w zakresie inwestycji jak i eksploatacji bloku 460 MW w *Elektrowni Łagisza*.
**Słowa kluczowe**: realizacja inwestycji, blok 460 MW, rozruch bloku

Bolesław KARDOLIŃSKI, Janusz STRZODA
**Potrzeby własne elektrowni i elektrociepłowni *PKE S.A.* (układy, możliwości zmniejszenia strat energii i mocy, możliwość unifikacji)**
*Energetyka* 2010, nr 8, s. 500
Omówiono stosowane układy zasilania potrzeb własnych poszczególnych bloków oraz ogólnych potrzeb własnych elektrowni *PKE*. Zwrócono uwagę na konieczność ograniczania roli zasilania zewnętrznego potrzeb własnych w związku z coraz częstszymi awariami sieci krajowej i przygotowania elektrowni do pracy wyspowej. Omówiono także przedsięwzięcia zmierzające do ograniczenia poboru energii przez pompy wody chłodzącej oraz układów powietrza pierwotnego.
**Słowa kluczowe**: elektrownie blokowe, potrzeby własne ogólne i blokowe, zasilanie potrzeb własnych

# ABSTRACTS

Grzegorz KLEMENS, Lucjan SMOLORZ, Grażyna ZIĘCINA
***PKE S.A.* – A Historical Outline**
*Energetyka* 2010, No 8, p. 481
The article describes *PKE S.A.* establishment and privatization process and presents the Company operational goals and investment directions as well as its share in the domestic electrical energy generation market.
**Keywords**: *PKE S.A.*, historical outline

Grzegorz ŚCIBISZ
**Integrated Management System in *PKE S.A.***
*Energetyka* 2010, No 8, p. 484
The article presents the Integrated Management System certification processes in *PKE S.A.* in carried out in accordance with the ISO norm requirements and the System implementation in the Company everyday operations.
**Keywords**: management system, certificates of compliance with requirements of quality management, environment and work safety standards

Stanisław URBAŃSKI
**Energy Carriers Utilized in *PKE S.A.* Power Plants in Electrical Energy Generation Processes from 2001 to 2010**
*Energetyka* 2010, No 8, p. 486
The present energy generation structure in *PKE S.A.* is mainly based on hard coal. Biomass share – forest or agriculture origin fuel co-fired with hard coal in *Jaworzno III, Łaziska, Siersza Power Plants* and *Bielsko-Biała CHP* in order to produce the so-called "green energy" – is constantly increasing in the fuel structure. The article discusses energy carriers like hard coal, biomass and coke-oven gas applied in processes of energy generation in *PKE S.A.* plants.
**Keywords**: energy carriers, hard coal, biomass, coke-oven gas

Bolesław KARDOLIŃSKI, Piotr MUSZYŃSKI
**Electric Energy Generation Efficiency in *PKE* Power Plants**
*Energetyka* 2010, No 8, p. 489
The article discussed the methods and procedures of the electrical energy generation process continuous tracking in each individual *PKE* generation unit with the use of the Technical Analyses Information System. It allows not only for the production efficiency indexes tracking but also for their correction and optimization.
**Keywords**: electric energy generation, efficiency, technical analyses information system

Leszek WIŚNIOWSKI, Stanisław NOWORYTA
**Overhauls and Modernizations in the *PKE S.A.***
*Energetyka* 2010, No 8, p. 492
There is a proved necessity to extend operating time of some generation units. Among all the *PKE* generation units, 200 MW blocks are the most suitable for further operation. In view of the hardly predictable scenario of 200 MW blocks operation in the future, the retrofits should be carried out with an optimum financial outlay ensuring economical electric energy generation until the year 2030.
**Keywords**: thermal power stations, overhauls, 200 MW unit modernization

Eugeniusz BIAŁOŃ, Waldemar OSTROWSKI
**Experience Gained During *Łagisza Power Plant* 460 MW Power Unit Construction and Operation**
*Energetyka* 2010, No 8, p. 495
The article presents 460 MW power unit with supercritical parameters construction process as well as experience gained during the investment process and operation of the unit located in Łagisza Power Plant.
**Keywords**: investment process, 460 MW unit, power unit start-up process

Bolesław KARDOLIŃSKI, Janusz STRZODA
**Common Auxiliaries in *PKE S.A.* Power Plants and CHP Plants (systems, possible reduction of energy and power losses, standardization possibility)**
*Energetyka* 2010, No 8, p. 500
The article presents are the auxiliaries supply systems of individual units and common auxiliaries of *PKE S.A.* installations. The attention is paid to necessity of external auxiliaries supply systems reduction in connection with the more and more frequent failures of the national power system and power plants preparation for island operation. The article also touches upon the undertakings aiming at the energy consumption reduction with regard to cooling water pumps and primary air systems.
**Keywords**: unit-type power stations, common and unit auxiliaries, auxiliaries supply

# STRESZCZENIA

Bolesław KARDOLIŃSKI, Jerzy RUSAK
**Doświadczenia z eksploatacji układów wody chłodzącej i chłodni kominowych w elektrowniach i elektrociepłowniach *PKE S.A.***
*Energetyka* 2010, nr 8, s. 504
Omówiono przebieg modernizacji układów wody chłodzącej na podstawie doświadczeń eksploatacyjnych. Przeprowadzone modernizacje pozwoliły zmniejszyć negatywne skutki oddziaływania na środowisko naturalne poprzez poprawę sprawności przemiany energii chemicznej, co w konsekwencji ograniczyło ilość zanieczyszczeń wprowadzanych do atmosfery oraz przyczyniło się do zmniejszenia ilości zużywanej wody i ograniczenia hałasu.
**Słowa kluczowe**: elektrownie blokowe, układy wody chłodzącej, modernizacje

Dariusz NIEMIEC
**Formy handlu ciepłem w *Południowym Koncernie Energetycznym S.A.***
*Energetyka* 2010, nr 8, s. 509
Omówiono problematykę handlową dostarczania ciepła na potrzeby lokalnych rynków ciepła w obszarze działania *PKE*, to jest w województwach śląskim, małopolskim i opolskim. Przedstawiono problemy współpracy z firmami przesyłu i dystrybucji ciepła, a także ogólne problemy związane z ekonomią dostawy ciepła i jego sprzedaży zarówno w postaci ciepłej wody jak i pary technologicznej.
**Słowa kluczowe**: wytwarzanie ciepła, hurtowy handel ciepłem, ciepła woda i para technologiczna

Dariusz NIEMIEC
**Współpraca *PKE S.A.* z Operatorem Sieci Przesyłowej. Nowoczesne formy handlu energią elektryczną i ciepłem**
*Energetyka* 2010, nr 8, s. 511
Omówiono ogólne warunki współpracy jednostek wytwórczych *PKE* z Krajowym Systemem Elektroenergetycznych ze szczególnym uwzględnieniem warunków pracy części systemu zlokalizowanej na Śląsku. Omówiono także rolę działów handlowych *PKE* i współpracę części handlowej *PKE* ze służbami technicznymi zarówno *PKE*, jak i *PSE Operator*.
**Słowa kluczowe**: wyprowadzenie mocy z elektrowni, współpraca z systemem elektroenergetycznym, formy handlu energią

Leszek WIŚNIOWSKI, Leszek WOJDANOWICZ, Piotr LISIK
**Instalacje odsiarczania spalin w elektrowniach *PKE S.A.* Budowa, eksploatacja, remonty, modernizacje**
*Energetyka* 2010, nr 8, s. 513
Przedstawiono IOS w elektrowniach *PKE S.A. – Jaworzno III, Łagisza, Siersza*. Przyjęte założenia do doboru IOS i właściwa jakość prac budowlano-montażowych w pełni potwierdziła dotychczasowa eksploatacja i uzyskiwane wskaźniki, w tym redukcji $SO_2$. Wykonane remonty pozwoliły na utrzymanie wymaganej dyspozycyjności i dobrego stanu urządzeń. Przeprowadzone modernizacje IOS wydłużyły cykle międzyremontowe i podniosły standard techniczny wielu urządzeń, poprawiając niejednokrotnie wskaźniki techniczno-ekonomiczne IOS.
**Słowa kluczowe**: instalacje odsiarczania spalin, ekologia, doświadczenia eksploatacyjne

Kazimierz SZYNOL, Joachim ADAMCZYK, Eugeniusz KUGLARZ, Małgorzata SZTYRAK, Adam KOZERA, Gabriela KRET, Jan ROGÓŻ, Stanisław GOŁĄB, Wioletta KRZYŻAK, Krystyna MAJEWSKA
**Laboratoria chemiczne *Południowego Koncernu Energetycznego S.A.***
*Energetyka* 2010, nr 8, s. 525
Omówiono zakres działania dwóch największych w *PKE* laboratoriów chemicznych w *Elektrowni Jaworzno III* i *Elektrowni Łaziska*. Przedstawiono zakresy działań oraz uzyskane certyfikaty.
**Słowa kluczowe**: badania chemiczne, elektrownie cieplne, akredytacje

Leszek WIŚNIOWSKI, Sebastian FARUGA
**Ograniczenie emisji $NO_x$ – program zmniejszenia emisji zanieczyszczeń**
*Energetyka* 2010, nr 8, s. 532
Omówiono program zmniejszania emisji tlenków azotu dla bloków 200 MW w *Elektrowni Jaworzno II* i *Łaziska*
**Słowa kluczowe**: elektrownie cieplne, bloki 200 MW, emisja $NO_x$

# ABSTRACTS

Bolesław KARDOLIŃSKI, Jerzy RUSAK
**Experience in Operation of Cooling Water Systems and Atmospheric Cooling Towers in *PKE S.A.* Power Plants and CHP Plants**
*Energetyka* 2010, No 8, p. 504
The article discusses the process of cooling water systems modernization based on operational experience. The retrofits carried out enabled the reduction of negative impact on natural environment by improving the chemical energy transformation efficiency that consequently decreased the amount of impurities emitted to the atmosphere and contributed to water consumption and noise level reduction.
**Keywords**: unit-type power stations, cooling water systems, modernizations

Dariusz NIEMIEC
**Forms of Heat Trade in *PKE S.A.***
*Energetyka* 2010, No 8, p. 509
The article explains the trading problems concerning heat supplies for the needs of local heat markets in *PKE S.A.* activity area, i.e. in Silesian, Lesser Poland and Opole Voivodships. The article also presents the cooperation with heat transmission and distribution companies as well as general problems connected with economy of heat supply and its sales both in the form of hot water and process steam.
**Keywords**: heat generation, wholesale heat trade, hot water and process steam

Dariusz NIEMIEC
**Cooperation between *PKE S.A.* and Transmission System Operator. Modern Forms of Electric Energy and Heat Trade**
*Energetyka* 2010, No 8, p. 511
The article presents the general conditions of cooperation between *PKE* generation units and the Polish Power System, with a particular emphasis on the operation of the system part located in Silesia. The article also discussed the part played by *PKE* trade departments and their cooperation with technical services belonging both to *PKE* and *PSE Operator*.
**Keywords**: power take-off, cooperation with a power system, energy trade forms

Leszek WIŚNIOWSKI, Leszek WOJDANOWICZ, Piotr LISIK
**Flue Gas Desulphurizing Installations in *PKE S.A*. Construction, Operation, Overhauls, Retrofits**
*Energetyka* 2010, No 8, p. 513
The article presents FGD installations in the following *PKE S.A.* power plants: Jaworzno III, Łagisza and Siersza. The operation and the operational indexes inclusive of $SO_2$ emission reduction fully confirmed the assumptions made concerning the selection of the FGD technology as well as appropriate quality of the construction and assembly works. The overhauls carried out enabled to maintain the required availability and proper condition of the facilities. The retrofits executed on the FGD installations prolonged the overhaul cycle and improved the technical standard of numerous facilities having positive effect on the technical and economic indexes of the FGD installations.
**Keywords**: flue gas desulphurizing installations, ecology, operational experience

Kazimierz SZYNOL, Joachim ADAMCZYK, Eugeniusz KUGLARZ, Małgorzata SZTYRAK, Adam KOZERA, Gabriela KRET, Jan ROGÓŻ, Stanisław GOŁĄB, Wioletta KRZYŻAK, Krystyna MAJEWSKA
***PKE S.A.* Chemical Laboratories**
*Energetyka* 2010, No 8, p. 525
The article describes the work scope of the two biggest *PKE* chemical laboratories in located in *Jaworzno III* and *Łaziska Power Plants* presenting their range of activities and the certificates granted.
**Keywords**: chemical tests, thermal power stations, accreditation

Leszek WIŚNIOWSKI, Sebastian FARUGA
**$NO_x$ Emission Reduction – Air Pollution Emissions Reduction Programme**
*Energetyka* 2010, No 8, p. 532
The article presents the program of $NO_x$ emission reduction for 200 MW units in *Jaworzno II* and *Łaziska Power Plants.*
**Keywords**: thermal power stations, 200 MW units, $NO_x$ emission

# STRESZCZENIA

Bolesław KARDOLIŃSKI, Grażyna PALUCH
**Wpływ polityki energetycznej UE promującej zrównoważone korzystanie z zasobów naturalnych na działalność *PKE S.A.***
*Energetyka* 2010, nr 8, s. 534
Omówiono działania inwestycyjne i modernizacyjne przeprowadzone i planowane w *PKE* w celu dostosowania całego procesu produkcji energii elektrycznej i ciepła do wymagań przepisów ograniczających oddziaływanie energetyki na środowisko.
**Sława kluczowe**: produkcja energii elektrycznej i ciepła, ekologia, wpływ polityki UE na działania *PKE*

Joachim ADAMCZYK, Kazimierz SZYNOL, Stanisław GOŁĄB, Ewa BŁASZCZYK, Marian KWIATKOWSKI
***PKE S.A. – Elektrownia Jaworzno III* i *Elektrownia Łaziska* w systemie EMAS**
*Energetyka* 2010, nr 8, s. 537
Omówiono etapy wdrażania systemu środowiskowego EMAS w *Elektrowni Jaworzno III* oraz *Elektrowni Łaziska*. Podstawowym celem EMAS jest stymulowanie takich działań firm i instytucji, które służą ograniczeniu negatywnych oddziaływań na środowisko, spełnianiu coraz wyższych wymagań prawnych z zakresu ochrony środowiska oraz zapewnianiu dostępu wszystkich zainteresowanych stron do informacji środowiskowych o skutkach funkcjonowania organizacji zarejestrowanych w systemie.
**Słowa kluczowe**: System Eko-Zarządzania i Auditowania (EMAS), *Elektrownia Jaworzno III*, *Elektrownia Łaziska*

Henryk TYMOWSKI, Eugeniusz BIAŁOŃ
**Wieloletnia Strategia Rozwojowa *PKE S.A.***
*Energetyka* 2010, nr 8, s. 540
Omówiono strategię *PKE S.A.* stanowiącą część Strategii Obszaru Wytwarzania *Tauron Polska Energia S.A.* i zawierającą program budowy i rozwoju mocy wytwórczych koncernu. W programie tym uwzględniono nie tylko obecne tendencje rozwojowe energetyki polskiej, ale także lokalne uwarunkowania w poszczególnych elektrowniach i elektrociepłowniach wchodzących w skład *PKE S.A.*
**Słowa kluczowe**: plany rozwojowe, nowe kierunki wytwarzania energii elektrycznej w *PKE*, projekty inwestycyjne

Henryk TYMOWSKI, Janusz TCHÓRZ, Michał PIETER
**Zeroemisyjny kompleks energochemiczny. Europejskie przedsięwzięcie Konsorcjum *PKE S.A. – ZAK S.A.***
*Energetyka* 2010, nr 8, s. 544
Omówiono szczegółowo Projekt Elektrowni Poligeneracyjnej „Kędzierzyn". Ważnym aspektem realizacji projektu będzie demonstracja możliwości dywersyfikacji bazy surowcowej dla przemysłu chemicznego i energetyki, a tym samym zwiększenie bezpieczeństwa energetycznego kraju poprzez substytucję gazu ziemnego gazem ze zgazowania węgla. Inicjatywa *PKE S.A.* i *ZAK S.A.* polegająca na realizacji projektu opartego na węglu kamiennym daje możliwość zademonstrowania komercyjnej technologii spełniającej wszystkie wymagania UE zawartej w pakiecie energetycznym (Energy Package).
**Słowa kluczowe**: kompleks energochemiczny, elektrownia poligeneracyjna, sekwestracja dwutlenku węgla

Janusz TCHÓRZ, Janusz ZDEB
**Udział PKE w realizacji Krajowego Programu Badań Naukowych i Prac Rozwojowych**
*Energetyka* 2010, nr 8, s. 555
Omówiono udział PKE w pracach naukowo–badawczych mających na celu: zmniejszenie oddziaływania elektrowni i elektrociepłowni na środowisko; umożliwienie porównania dostępnych technologii produkcji energii i ich optymalizacji pod kątem obowiązujących i przewidywanych do 2020 roku przepisów prawa energetycznego; umożliwienie zgłoszenia Elektrowni Poligeneracyjnej jako obiektu demonstracyjnego do programu flagowego ZEP; optymalizację procesów technologicznych pod kątem możliwości osiągnięcia maksymalnych korzyści z uregulowań prawnych dotyczących ochrony klimatu.
**Słowa kluczowe**: prace badawczo–rozwojowe, energetyka kompleksowa, redukcja emisji

Janusz TCHÓRZ, Janusz ZDEB
**Polska Platforma Czystych Technologii Węglowych (PPCTW)**
*Energetyka* 2010, nr 8, s. 560
Opisano udział *PKE* w pracach Polskiej Platformy Czystych Technologii Węglowych mających na celu wdrożenie przez polskie firmy energetyczne zadań wynikających z pakietu energetyczno–klimatycznego Unii Europejskiej.
**Słowa kluczowe**: czyste technologie węglowe, energetyka polska, składowanie $CO_2$

# ABSTRACTS

Bolesław KARDOLIŃSKI, Grażyna PALUCH
**Influence of the EU Energy Policy, Promoting Sustainable Use of Natural Resources on *PKE* Business Activity**
*Energetyka* 2010, No 8, p. 534
The article discusses the investment and modernization activities carried out and planned in *PKE* with the aim to adapt the whole electric energy and heat generation process to the requirements of regulations reducing the power industry impact on the environment.
**Keywords**: electric energy and heat generation, ecology, influence of the EU policy on *PKE* business activities

Joachim ADAMCZYK, Kazimierz SZYNOL, Stanisław GOŁĄB, Ewa BŁASZCZYK, Marian KWIATKOWSKI
***PKE S.A. – Jaworzno III* and *Łaziska Power Plants* in EMAS System**
*Energetyka* 2010, No 8, p. 537
The article presents the successive stages of EMAS environmental system implementation in *Jaworzno III* and *Łaziska Power Plants*. The basic goal of EMAS is to stimulate such company and institution undertakings which would aim at reducing the negative impact on the environment, meeting more and more stringent legislative requirements in the scope of environmental protection, and securing access of all the interested parties to environmental information concerning the participation outcomes of all organizations registered in the system.
**Keywords**: Eco-Management and Audit Scheme (EMAS), *Jaworzno III Power Plant, Łaziska Power Plant*

Henryk TYMOWSKI, Eugeniusz BIAŁOŃ
***PKE S.A.* Long-Term Development Strategy**
*Energetyka* 2010, No 8, p. 540
The article presents *PKE S.A.* strategy, a part of *Tauron Polska Energia S.A.* Generation Area Strategy, including the new capacity development program. The program takes into account not only the present Polish power industry development tendencies, but also local conditionings in each and single *PKE S.A.* power plant and CHP plant.
**Keywords**: development plans, new directions in electric power generation in *PKE*, investment projects

Henryk TYMOWSKI, Janusz TCHÓRZ, Michał PIETER
**Zero-Emission Energy-Chemical Complex. European Project of *PKE S.A. – ZAK S.A.* Consortium**
*Energetyka* 2010, No 8, p. 544
The article thoroughly discusses the project of poligeneration power plant „Kędzierzyn". An essential aspect of realizing the project is presentation of possibility to diversify the raw material basis for chemical and power industries and, in the same way, improve the national energy security by substitution of natural gas with the one coming from coal gasification. The initiative of *PKE S.A.* and *ZAK S.A.* consisting in realization of a project based on hard coal, gives a possibility to demonstrate a commercial technology meeting all European Union requirements and comprised in the Energy Package.
**Keywords**: energy-chemical complex, poligeneration power plant, $CO_2$ sequestration

Janusz TCHÓRZ, Janusz ZDEB
***PKE* Participation in Realization of the National Programme for Scientific Research and Development Works**
*Energetyka* 2010, No 8, p. 555
The article discusses *PKE* participation in scientific research aiming at: reduction of power plants and CHP plants influence on the environment; enabling to compare the available technologies of energy generation and their optimization in the light of the obligatory energy law regulations in force by 2020; making it possible to submit the Poligeneration Power Plant as the demonstration object to the ZEP flagship program; optimization of technological processes in order to achieve maximum possible benefits with regard to law regulations on climate protection.
**Keywords**: scientific research, complex power industry, emission reduction

Janusz TCHÓRZ, Janusz ZDEB
**Polish Platform of Clean Coal Technologies (PPCTW)**
*Energetyka* 2010, No 8, p. 560
The article presents *PKE* participation in the works of the Polish Platform of Clean Coal Technologies aiming at implementation of tasks resulting from the EU energy and climate package to be carried out by Polish power companies.
**Keywords**: clean coal technologies, Polish power industry, $CO_2$ Capture and Storage

Grzegorz Klemens,
*Dyrektor Biura Zarządu*

Grażyna Zięcina
*Dyrektor ds. Zarządzania Kadrami*

Lucjan Smolorz,
*Kierownik Biura Zarządu*

# Rys historyczny *Południowego Koncernu Energetycznego S.A.*

## *PKE S.A.* – A Historical Outline

Od początku lat dziewięćdziesiątych XX wieku zarówno w energetyce europejskiej jak i światowej dała się zaobserwować wyraźna tendencja do konsolidacji przedsiębiorstw energetycznych. W tym czasie polska energetyka funkcjonowała jako szereg małych, jak na europejskie warunki, przedsiębiorstw państwowych. Wobec planowanego wejścia Polski w struktury Unii Europejskiej i związanej z tym liberalizacji rynku energii, a co za tym idzie działania w sytuacji ostrej konkurencji, konsolidacja firm produkujących energię elektryczna wydawała się naturalnym kierunkiem działań.

Idea ta, podjęta już po koniec lat dziewięćdziesiątych ubiegłego stulecia, znalazła swoje urzeczywistnienie w dniu 24 maja 2000 r., kiedy to zawiązano spółkę akcyjną pod nazwą *Południowy Koncern Energetyczny S.A.* Spółka została zawiązana w Jaworznie przez następujące podmioty: *Elektrownię Jaworzno III S.A., Elektrownię Łaziska S.A., Elektrownię Siersza S.A., Elektrownię Łagisza S.A.* i *Elektrownię Halemba S.A.*, dając początek jednej z największych w Polsce firm wytwarzających energię elektryczną i ciepło. Osobowość prawną Spółka uzyskała w dniu 1 czerwca 2000 r. w wyniku wpisu do rejestru handlowego prowadzonego przez Sąd Rejonowy w Katowicach.

W dniu 23 listopada 2000 r. nastąpiła inkorporacja do *PKE S.A.* spółek, które tworzyły Koncern, a więc: *Elektrowni Jaworzno III S.A., Elektrowni Łaziska S.A., Elektrowni Łagisza S.A., Elektrowni Siersza S.A.* i *Elektrowni Halemba S.A.*, a także *Elektrociepłowni Katowice S.A.* i *Elektrowni Blachownia S.A.*, które dołączyły do grupy spółek tworzących *PKE S.A.* po kilku tygodniach. Z dniem 28 grudnia 2000 roku poszczególne spółki zostały wykreślone z rejestru handlowego, ostatecznie stając się częścią nowego organizmu gospodarczego. Rok później do *PKE S.A.* przyłączono jeszcze *Zespół Elektrociepłowni Bielsko-Biała*.

W dniu 1 czerwca 2001 r. przeniesiono siedzibę Spółki z miasta Jaworzno do miasta Katowice.

Od początku Spółka jest przedsiębiorstwem wielozakładowym, działającym na obszarze województw: śląskiego, małopolskiego i opolskiego, w którym elektrownie i elektrociepłownie – byłe spółki akcyjne stanowią oddziały. Poza Centrum Zarządzania w Katowicach, *PKE S.A.* posiada osiem oddziałów: elektrowni i elektrociepłowni tworzących Koncern.

Przedmiot działalności *PKE S.A.* obejmuje w szczególności wytwarzanie, przesyłanie i dystrybucję energii elektrycznej i ciepła.

Od początku funkcjonowania Firmy jednym z głównych celów postawionych przed *PKE S.A.* było prowadzenie na szeroką skalę działalności inwestycyjnej w elektrowniach i elektrociepłowniach wchodzących w skład Koncernu. Już w pierwszym roku istnienia na różnego rodzaju inwestycje (w tym modernizacje istniejących urządzeń) wydano ponad 700 mln złotych. Działalność inwestycyjna przebiegała dwukierunkowo.

Pierwszym z tych kierunków były działania na rzecz ochrony środowiska. W ramach tego rodzaju inwestycji budowano instalacje odsiarczania spalin, oczyszczalnie ścieków, instalowano palniki do redukcji emisji tlenków azotu oraz realizowano wiele mniejszych, ale równie ważnych zadań wpływających na zmniejszenie obciążeń środowiska naturalnego. Działania w tym zakresie przyniosły wymierne efekty, jako że już w drugim roku działalności ograniczono emisję dwutlenku siarki o 16%, pyłu o około 22%, a tlenków azotu o około 7%. Wskaźniki te są z roku na rok poprawiane.

Drugim kierunkiem inwestycji było (i jest nadal) zapewnienie odpowiedniego, z punktu widzenia całości Firmy, poziomu mocy zainstalowanej oraz poziomu dyspozycyjności urządzeń wytwórczych. W ramach tego kierunku dokonano wielu modernizacji podstawowych jednostek wytwórczych lub ich rekonstrukcji. Przede wszystkim jednak przeprowadzono jedną z największych inwestycji w polskiej energetyce ostatnich lat – wybudowano blok energetyczny o mocy 460 MW w *Elektrowni Łagisza.* Inwestycja ta, trwająca kilka lat, została zakończona w roku 2009.

Dla dalszego rozwoju *PKE S.A.*, a więc i dla bezpieczeństwa i stabilności polskiego systemu elektroenergetycznego, konieczne jest utrzymanie obydwu kierunków działań inwestycyjnych (często skądinąd zbieżnych – inwestycja środowiskowa stanowi często warunek dalszego funkcjonowania jednostek wytwórczych). Dlatego też obecnie *PKE S.A.* prowadzi prace przy budowie bloku ciepłowniczego w *Zespole Elektrociepłowni Bielsko-Biała*, buduje kocioł zasilany biomasą w *Elektrowni Jaworzno III* (*Elektrownia II*), a w najbliższym czasie planowana jest budowa bloku energetycznego o mocy około 900 MW w *Elektrowni Jaworzno III*.

Niezależnie od głównej działalności wytwórczej Spółka intensywnie uczestniczy w życiu lokalnych społeczności wspierając przedsięwzięcia o charakterze kulturalnym i sportowym. Prowadzi też szeroko zakrojoną działalność charytatywną, zarówno sama jak i poprzez założone jeszcze przed powstaniem *PKE S.A.* i nadal działające fundacje.

Spółka funkcjonowała jako podmiot ze 100-procentowym udziałem Skarbu Państwa. We wrześniu 2001 r. oraz w październiku 2002 r., w trybie ustawy z dnia 30 sierpnia 1996 r. o komercjalizacji i prywatyzacji przedsiębiorstw państwowych, rozpoczęto proces nieodpłatnego udostępniania akcji imiennych uprawnionym pracownikom Spółki, w wyniku czego pracownicy i inne osoby uprawnione stały się posiadaczami blisko 15% akcji Spółki. Pozostała część akcji należała do Skarbu Państwa.

W dniu 9 maja 2007 r. Skarb Państwa wniósł 85% akcji *PKE S.A.* do spółki *Energetyka Południe S.A.* (później *Tauron Polska Energia S.A.*). W wyniku tej transakcji z dniem wpisu do Księgi Akcyjnej, tj. 13 czerwca 2007 r., *PKE S.A.* wszedł w skład struktury holdingowej *Tauron Polska Energia S.A.* i stała się jej spółką zależną.

Obecnie największym akcjonariuszem Spółki jest *Tauron Polska Energia S.A.* posiadający 85% akcji i głosów na Walnym Zgromadzeniu. Pozostałe akcje są w posiadaniu Skarbu Państwa (ponad 14%), pracowników oraz innych osób fizycznych i prawnych.

W chwili obecnej *Południowy Koncern Energetyczny S.A.* wchodzi w skład drugiej co do wielkości grupy energetycznej w kraju – *TAURON Polska Energia S.A.*, w której jest największym wytwórcą energii elektrycznej.

*PKE S.A.* ma około 13% udziału w krajowej produkcji energii elektrycznej i około 16% udziału w produkcji ciepła na rynkach lokalnych. Łączna moc elektryczna zainstalowana w jednostkach wytwórczych Spółki wynosi 4952,7 MW co stanowi około 14% udziału w krajowym potencjale wytwarzania energii elektrycznej, a moc cieplna osiągalna wynosi 2077,7 MW.

*PKE S.A.* jest, jak już wspomniano, znaczącym organizatorem życia gospodarczego w regionie. W skład grupy kapitałowej *Południowego Koncernu Energetycznego S.A.* wchodzą 22 spółki. Sama Spółka jest pracodawcą dla ponad 5 tysięcy pracowników, a cała grupa kapitałowa zatrudnia prawie 14 tysięcy pracowników. Obszary działalności gospodarczej firm grupy kapitałowej są bardzo zróżnicowane i sięgają od działalności wytwórczej, poprzez wiele dziedzin mniej lub bardziej powiązanych z energetyką, aż do usług finansowych i medycznych. Część spółek powstała poprzez wydzielenie i usamodzielnienie niektórych działów produkcji i usług, inne znalazły się z sferze zainteresowań *PKE S.A.* z racji prowadzonej działalności, a obecność kapitałowa w tych podmiotach zapewnia Koncernowi wpływ na ich funkcjonowanie, a także kontrolę kosztów niektórych składników produkcji energii.

## *Koncern i jego pracownicy*

W okresie 10–lecia funkcjonowania, *Południowy Koncern Energetyczny S.A.* został wyróżniony i uhonorowany kolejno za odważny program inwestycyjny, za unowocześnienie i rozbudowę bazy energetyki i ochrony środowiska, za przeprowadzenie z sukcesem pierwszej konsolidacji w polskiej energetyce oraz rozważne i umiejętne budowanie dialogu pracodawców ze związkami zawodowymi.

Rozwój Spółki umożliwiający wchodzenie w nowe obszary działalności jest wynikiem pracy i zaangażowania jej pracowników.

Wielu z nich bierze udział w realizacji dużych inwestycji związanych z nowymi wyzwaniami ekologicznymi, przyczyniając się do ciągłego rozwoju branży energetycznej, a także poprawy stanu środowiska naturalnego.

Ich twórcze i innowacyjne myślenie przyczyniło się do realizacji szeregu rozwiązań technicznych, nowatorskich w skali krajowej energetyki, a ich bogate doświadczenia zawodowe umożliwiły wdrożenie szeregu postępowych metod i najnowszych zdobyczy techniki energetycznej.

Ich osobisty rozwój mierzony jest skalą pozyskanych nowych kompetencji, uzyskaniem nowych odpowiedzialności potrzebnych do rozwiązania trudnych zagadnień technicznych, ekonomicznych, handlowych – co pozwala pracownikom osiągnąć sukces, zarówno w wymiarze zawodowym jak i finansowym. Umożliwia to pracodawcy dokonywanie przemieszczeń pracowników pomiędzy jednostkami organizacyjnymi wchodzącymi w skład Koncernu i wdrażanie do realizacji nowych zadań.

Pracodawca realizując założone procesy wewnętrzne, zabezpiecza jednocześnie utrzymanie tendencji obniżenia współczynnika zatrudnienia.

Poprzez stosowanie programów zachęcających pracowników do dobrowolnego rozwiązywania umów o pracę, stale zmniejsza się liczba pracowników.

Zainteresowanie pracowników programami dobrowolnych odejść z pracy, pozwala pracodawcy na systematyczne zmniejszenie poziomu zatrudnienia w Spółce, z pełnym poszanowaniem gwarancji zatrudnienia dla pracowników Koncernu, w ramach obowiązujących Umów Społecznych.

W stosunku do stanu na dzień połączenia, tj. na dzień 31 grudnia 2001 r., zatrudnienie obniżyło się na koniec 2009 r. we wszystkich elektrowniach i elektrociepłowniach wchodzących w skład *PKE S.A.* – łącznie o 1470 osób.

- Stan zatrudnienia w *PKE S.A.* na 31 grudnia 2001 roku – 6811 osób
- Stan zatrudnienia w *PKE S.A.* na 31 grudnia 2009 roku – 5341 osób

Spółka realizuje od 2002 roku program zachęcający pracowników do dobrowolnego rozwiązywania umów o pracę, objęty *Porozumieniem w sprawie zasad rozwiązywania umów o pracę z pracownikami, którzy nabyli uprawnienia emerytalne w PKE S.A.* W 2003 roku został wprowadzony kolejny program stanowiący propozycję pracodawcy w zakresie rozwiązywania umów o pracę, przedstawiony *Pakietem Obniżenia Kosztów Pracy*. W 2004 roku *Pakiet* został uzupełniony o postanowienia dotyczące udzielania urlopów terminowych. Rok 2008 był ostatnim obowiązywania *Porozumienia* i *Pakietu*.

W latach 2002 – 2008 z powyższych programów skorzystało 1369 pracowników, w tym:

- na podstawie *Porozumienia w sprawie zasad rozwiązywania umów o pracę* z pracownikami, którzy nabyli uprawnienia emerytalne rozwiązało umowy o pracę przechodząc na wcześniejsze emerytury 671 osób,
- na podstawie *Pakietu Obniżenia Kosztów Pracy* rozwiązało umowę o pracę 698 osób.

Jednym z warunków korzystania z postanowień Pakietu było wdanie zgody przez pracodawcę, w zależności od sytuacji kadrowej komórki zatrudniającej pracownika.

W 2010 roku Spółka wprowadziła nowy program objęty *Pakietem Obniżenia Kosztów Pracy*, zachęcający pracowników do dobrowolnego rozwiązywania umów o pracę. Program skierowany jest do pracowników, którym ze względu na wiek brakuje nie więcej niż 5 lat do nabycia prawa do emerytury z FUS, a także do pracowników, którzy nabyli prawo do emerytury z FUS w obniżonym wieku emerytalnym.

Pracodawca ujednolicił dla pracowników Spółki zasady przyznawania i wypłacania dodatku za staż pracy, ustalił jednolite zasady przyznawania i wypłacania nagrody jubileuszowej. Efektem tych prac było dostosowanie warunków indywidualnych umów o pracę pracowników, do nowych postanowień układowych, wprowadzonych zmianami do Zakładowego Układu Zbiorowego Pracy Pracownikow *PKE S.A.* Pracodawca ujednolicił także Tabelę stawek wynagrodzenia zasadniczego – dla pracowników Spółki (w miejsce dotychczasowych, różnorodnych dla załóg poszczególnych elektrowni). Z uwagi na zasadniczą różnorodność rozwiązań w nazewnictwie komórek organizacyjnych, zakresów zadań oraz podziału funkcji pomiędzy poszczególne piony w elektrowniach i elektrociepłowniach i w Centrum Zarządzania – był to proces bardzo trudny do przeprowadzenia.

Dokonano zmian w strukturze organizacyjnej Spółki. Zmiany dotyczyły ujednolicenia struktury organizacyjnej oraz nazewnictwa stanowisk pracy w elektrowniach i elektrociepłowniach wchodzących w skład Koncernu.

We wszystkich jednostkach organizacyjnych *PKE S.A.* wdrożono do eksploatacji centralny informatyczny system kadrowo-płacowy mySAP HR, obejmujący tematycznie: zarządzanie kadrami, zarządzanie szkoleniami, rozliczanie listy płac oraz zarządzanie czasem pracy. Prace nad wdrożeniem nowego jednolitego systemu połączyły różne podejście do zagadnień kadrowo–płacowych w grupie reprezentującej wszystkie jednostki organizacyjne Spółki.

W wyniku wdrożenia ujednolicono procesy związane z obsługą zdarzeń kadrowych i płacowych we wszystkich jednostkach organizacyjnych *PKE*. Jeden wspólny system kadrowo-płacowy daje możliwość centralnego zarządzania, jednorazowego wprowadzania korekt i nowych funkcjonalności oraz umożliwia wdrożenie nowych narzędzi raportujących i analitycznych operujących na zasobach kadrowych wszystkich jednostek organizacyjnych wchodzących w skład Koncernu równocześnie.

Stosowane przez Koncern działania i programy związane ze szkoleniem pracowników mają na celu zapewnienie wykwalifikowanych, wykształconych i kompetentnych pracowników, dla zaspokojenia obecnych oraz przyszłych potrzeb Spółki. Odpowiednie kompetencje, niezbędne umiejętności oraz wiedza pracowników staje się w dzisiejszych czasach jednym z głównych czynników przewagi konkurencyjnej. Uruchamiane wewnętrzne programy szkoleniowe rozwijają umiejętności pracowników i ułatwiają nabywanie wiedzy związanej z ich obecną i przyszłą pracą.

Grzegorz Ścibisz
*Kierownik Wydziału Zintegrowanego Systemu Zarządzania w PKE S.A.*

# Zintegrowany System Zarządzania w *Południowym Koncernie Energetycznym S.A.*

## Integrated Management System in *PKE S.A.*

Każda firma, szczególnie duża, potrzebuje zestawu narzędzi wspomagających zarządzanie i doskonalenie organizacji. Jednym z takich narzędzi jest system zarządzania jakością ISO 9001, wspomagający firmę w utrzymaniu odpowiedniej jakości swoich produktów i spełnieniu wysokich wymagań rynku. Dla energetyki istotne są również systemy zarządzania środowiskiem – ze względu na bardzo duże oddziaływania na środowisko i ciągle zaostrzające się normy środowiskowe – oraz systemy zarządzania bezpieczeństwem pracy – ze względu na dużą ilość zagrożeń, prac niebezpiecznych oraz istniejące regulacje prawne.

W momencie powstawania *Południowego Koncernu Energetycznego* większość tworzących go elektrowni i elektrociepłowni była w trakcie wdrażania systemów zarządzania opartych na normach ISO. Pierwszą elektrownią koncernu, która w grudniu 2000 r. otrzymała certyfikat systemu zarządzania środowiskowego wg ISO 14001, była *Elektrownia Siersza*. Już w następnym roku certyfikaty otrzymały elektrownie *Jaworzno III, Łaziska* i *ZEC Bielsko-Biała*. Zakres wdrożonych systemów był jednak różny – od pojedynczego systemu zarządzania środowiskiem po system zintegrowany, obejmujący trzy normy.

Utworzenie *PKE* spowodowało konieczność przekazania części kompetencji z poszczególnych elektrowni do Centrum Zarządzania. Dotyczyło to w szczególności kompetencji zarządczych, przyznawania środków (zasobów) na realizację określonych celów, handlu energią elektryczną, zakupu paliw. W wielu innych obszarach, takich, jak np. szkolenia, również w mniejszym lub większym stopniu nastąpiła potrzeba wprowadzenia zmian wynikających z centralizacji.

Na szczeblu całego koncernu zaistniała więc konieczność:

- objęcia znormalizowanym systemem zarządzania tych elementów, które „wyszły" z elektrowni, gdyż istniało ryzyko, że zakłady będą miały trudność z udowodnieniem audytorom zgodności z niektórymi wymaganiami norm;
- ujednolicenia pewnych elementów zarządzania, tak aby zniwelować istniejące różnice organizacyjne i wspomóc efekt synergii, wynikający z połączenia wielu podmiotów.

Dlatego też w 2002 roku Zarząd podjął decyzję o wdrożeniu zintegrowanego systemu zarządzania jakością, środowiskiem i bhp na poziomie całego koncernu. Taki standard (ISO 9001, ISO 14001 i PN 18001) wyznaczono również elektrowniom, które musiały albo wdrożyć, albo uzupełnić swoje systemy.

Prace toczyły się równolegle w zakładach i w Centrum Zarządzania. W założeniach budowany system miał utrzymać pewną autonomię systemów istniejących w poszczególnych elektrowniach i elektrociepłowniach. Zadaniem systemu na poziomie CZ było zdefiniowanie i ujednolicenie wymagań wspólnych dla całego koncernu. Z uwagi na nowatorski charakter przedsięwzięcia nie można było skorzystać z gotowych wzorców – pełnomocnicy dzielili się więc swoimi doświadczeniami i wspólnie opracowywali procedury dotyczące tych aspektów, które były nowością dla wszystkich.

W rezultacie w 2006 roku rozpoczął się wspólny audyt certyfikacyjny dla Centrum Zarządzania i wszystkich elektrowni i elektrociepłowni koncernu posiadających zintegrowany system zarządzania. W marcu 2007 roku *PKE S.A.* otrzymał certyfikat wydany przez BVOI (Bureau Veritas Ouality International) poświadczający spełnianie przez *PKE S.A.* wymagań norm ISO 9001, ISO 14001, PN 18001. Systemem zintegrowanym zostały objęte elektrownie: *Jaworzno III, Łaziska, Łagisza, Siersza* oraz *EC Katowice* i *ZEC Bielsko-Biała.*

Po otrzymaniu certyfikatu nie skończyła się praca pełnomocników ds. systemów w CZ i w poszczególnych zakładach koncernu. Ideą systemów zarządzania opartych o normy ISO jest ciągłe doskonalenie – „nic nie jest tak dobre, aby nie można było tego co pewien czas poprawić". Takie podejście ułatwia funkcjonowanie firmy w obecnym otoczeniu, gdzie nieustannie zachodzące zmiany są codziennością. Zadaniem systemów wdrożonych w koncernie jest pomóc w reagowaniu na nie.

Pełnomocnicy spotykają się regularnie, analizując potrzeby uzupełnienia i dostosowania aktualnie funkcjonujących procedur oraz ustalając kierunki rozwoju systemów. Obecnie priorytetem jest zapewnienie spójności wszystkich rozwiązań i procedur stosowanych w poszczególnych elektrowniach i elektrociepłowniach koncernu.

Istniejące systemy są też cały czas rozwijane, np. poprzez wdrażanie unijnego systemu zarządzania środowiskiem EMAS,

którego posiadanie premiowane jest przy ubieganiu się o fundusze europejskie. System ten wdrożyły już trzy elektrownie koncernu, a docelowo posiadać będą go wszystkie.

Kalendarium ważniejszych wydarzeń związanych z systemami zarządzania w *PKE S.A.*:

- grudzień 2000 – przyznanie pierwszego certyfikatu środowiskowego ISO 14001 dla *Elektrowni Siersza*,
- styczeń 2001 – przyznanie certyfikatów ISO 9002 i ISO 14001 *Elektrowni Jaworzno III,*
- sierpień 2001– certyfikacja systemu zintegrowanego ISO 9001, ISO 14001 i PN 18001 w *Elektrowni Łaziska,*
- luty 2002 – certyfikacja i rozszerzenie zintegrowanego systemu zarządzania *Elektrowni Jaworzno III* o system zgodny z PN-N-18001
- październik 2002 – przyznanie certyfikatu ISO 14001 *Elektrowni Łagisza,*
- maj 2004 – uzyskanie przez *Elektrownię Jaworzno III* Śląskiej Nagrody Jakości,
- grudzień 2006 – marzec 2007 – całościowy audyt i przyznanie certyfikatu *PKE S.A.*,
- wrzesień 2007 – uzyskanie przez *Elektrownię Łaziska* Polskiej Nagrody Jakości,
- luty 2008 – rejestracja *Elektrowni Łaziska* w systemie EMAS
- kwiecień – maj 2010 – ponowny audyt recertyfikacyjny *PKE S.A.*
- maj 2010 – pozytywnie zakończona weryfikacja systemu EMAS w *Elektrowni Jaworzno III,*
- sierpień 2010 – pozytywnie zakończona weryfikacja systemu EMAS w *Elektrowni Siersza.*

KEMA Quality

CERTYFIKAT

Numer: 3601131

System zarządzania:

**Południowy Koncern Energetyczny SA – Centrum Zarządzania**

Ul. Lwowska 23
40-389 Katowice
Polska

oraz jego wprowadzenie spełniają warunki określone w:

**ISO 9001:2008**
**ISO 14001:2004**
**OHSAS 18001:2007**

Zakres:
Wytwarzanie i handel energią elektryczną i ciepłem oraz świadczenie regulacyjnych usług sieciowych.

Zbiór raportów stanowiących podstawę niniejszego certyfikatu:
3601131-QUA, 3601132-QUA, 3601133-QUA

Niniejszy certyfikat jest ważny do dnia: 18 czerwca 2013 r.

Niniejszy certyfikat jest ważny od dnia: 18 czerwca 2010 r.

Został po raz pierwszy wydany w dniu: 18 czerwca 2010 r.
KEMA Quality B.V.

drs. G.J. Zoetbrood
Managing Director

drs. A. Diedering
Certification Manager

© Integral publication of this certificate and adjoining reports is allowed

KEMA Quality B.V. Utrechtseweg 310, 6812 AR Arnhem P.O. Box 5185, 6802 ED Arnhem, The Netherlands
T +31 26 356 2600 F +31 26 352 5809 www.kemaquality.com Company registration 09085396

a DEKRA company

Stanisław Urbański
*Główny Inżynier ds. Logistyki Zakupu Paliw*

# Nośniki energii użytkowane w procesach wytwarzania energii elektrycznej przez zakłady *Południowego Koncernu Energetycznego S.A.* w latach 2001 – 2010

## Energy Carriers Utilized in *PKE S.A.* Power Plants in Electrical Energy Generation Processes from 2001 to 2010

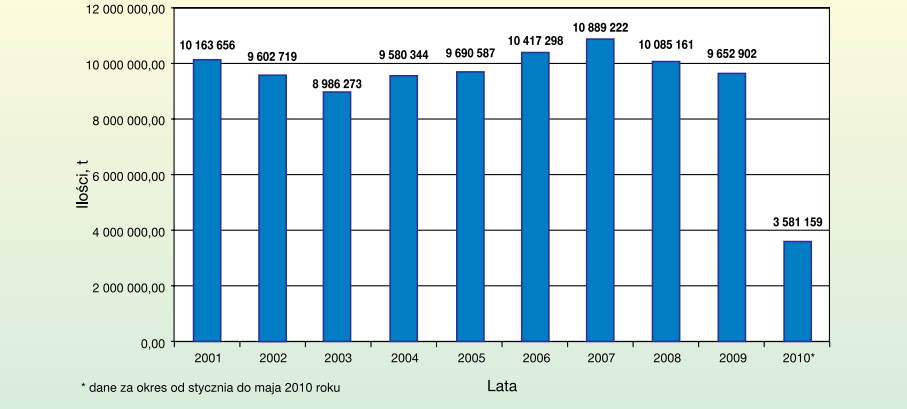
Elektrownie i elektrociepłownie *Południowego Koncernu Energetycznego* to 10 jednostek organizacyjnych wytwarzających energię elektryczną i ciepło, z których każda charakteryzuje się specyficznymi potrzebami paliwowymi. Od chwili powstania *PKE* gospodarka paliwowa, jako strategiczny element procesu produkcji energii elektrycznej i ciepła, została scentralizowana. Do zarządzania tym obszarem powołano Biuro Logistyki i Zakupu Paliw, które przejęło całość problematyki planowania, zawierania umów na dostawy paliw oraz usługi transportu kolejowego węgla, nadzoru nad przebiegiem realizacji poszczególnych kontraktów oraz bieżącym monitorowaniem i sterowaniem dostawami i poziomem zapasów paliw.

Podstawowym paliwem wykorzystywanym do produkcji energii elektrycznej i ciepła przez jednostki wytwórcze koncernu jest węgiel kamienny w postaci miału węglowego o granulacji 0–20 mm. Surowiec ten pozyskiwany jest z kopalń i zakładów przeróbczych, zlokalizowanych na południu Polski.

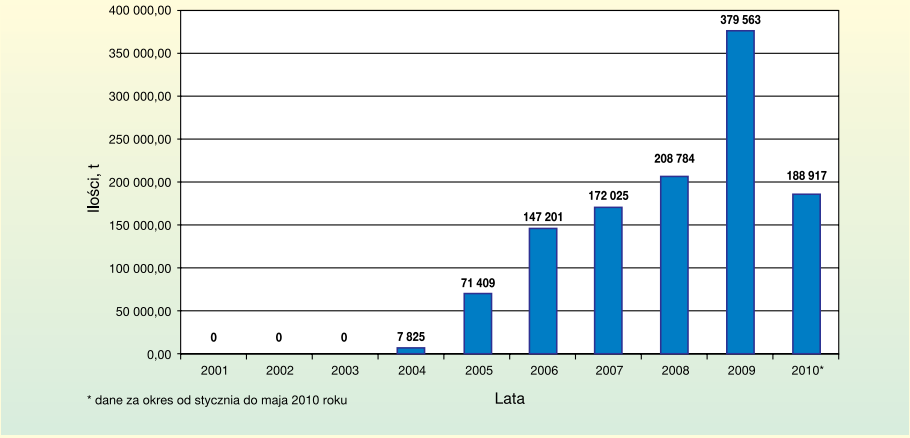
Transport węgla odbywa się głównie drogą kolejową z wykorzystaniem wagonów dwóch typów: „węglarek" oraz wagonów samowyładowczych. Specyfika punktów rozładowczych konkretnej elektrowni czy elektrociepłowni decyduje o tym, jakiego typu wagonem dostarczany jest węgiel. Kolejnym, istotnym środkiem transportu, jest przenośnik taśmowy długości ok. 1,5 km łączący *KWK Bolesław Śmiały*, wchodzącą w skład *Kompanii Węglowej* oraz *Elektrownię Łaziska*. Sporadycznie w dostawach węgla wykorzystywany jest w *PKE* transport samochodowy.

Roczne zużycie węgla w całym *PKE* wynosi około 10 milionów ton. Dostarczany jest on z kilkunastu kopalń, w tym dwóch wchodzących w skład *Południowego Koncernu Węglowego S.A., które* zaspokajają około 35% zapotrzebowania *PKE* na węgiel.

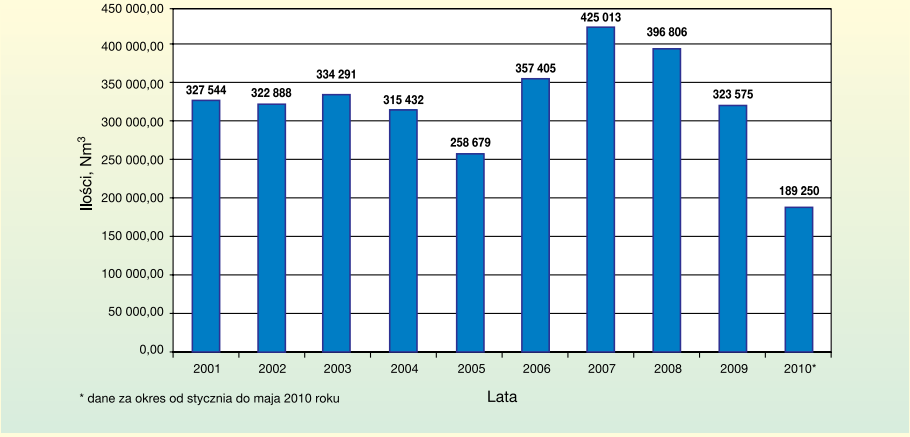
Kolejnym, nabierającym od 2004 roku, istotnego znaczenia paliwem jest biomasa, czyli paliwo pochodzenia roślinnego – leśnego lub z upraw, które elektrownie *Jaworzno III, Łaziska, Siersza* oraz elektrociepłownia *Bielsko-Biała EC2* współspalają z węglem



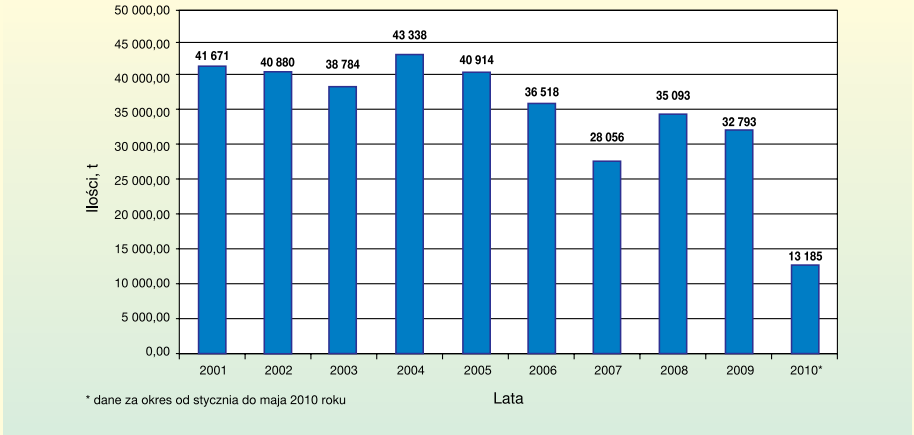

Rys. 1. Zestawienie ilości dostarczanego węgla i mułu węglowego do elektrowni i elektrociepłowni *PKE S.A.* w latach 2001 – 2010




Rys. 2. Zestawienie ilości biomasy dostarczonej do EL/EC *PKE S.A.* w latch 2001 – 2010




Rys. 3. Zestawienie ilości gozu koksowniczego dostarczonego do *El. Blachownia* w latch 2001 – 2010




Rys. 4. Zestawienie ilości oleju opałowego dostarczonego do EL/EC *PKE S.A.* w latch 2001 – 2010

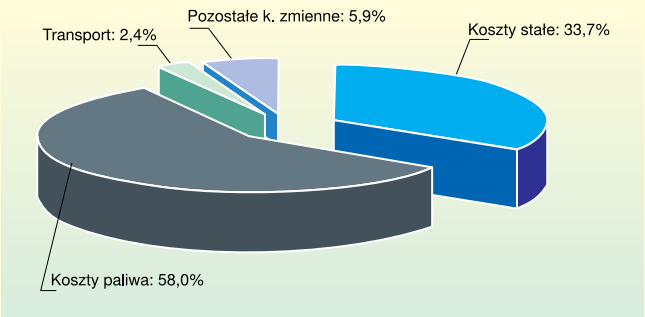
produkując „zieloną energię". Obecnie biomasa pochodzenia leśnego dostarczana jest w postaci luźnej – trocin oraz zrębków, jak i paliwa skondensowanego, tj. peletów drzewnych. Natomiast w zakresie biomasy pochodzącej z upraw – tzw. biomasy „agro" – do jednostek wytwórczych dostarczane są rożnego rodzaju biopaliwa pochodzące z rolnictwa oraz pozostałości z przemysłu przetwarzającego produkty rolne. Ta ostatnia grupa biomas dostarczana jest, podobnie jak biomasa leśna, zarówno w postaci

luźnej, np. łuska słonecznika, jak i w postaci skondensowanej, tj. pelet z łuski słonecznika. W bieżącym roku, jak wynika z szacunków, *PKE* zużyje łącznie ok. 500 tys. ton biomasy.

Do paliw podstawowych wykorzystywanych w procesie produkcji energii obok węgla i wspomnianej biomasy zaliczyć można również gaz koksowniczy spalany w *Elektrowni Blachownia* w ilości przekraczającej 300 mln $m^3_n$/rok. Gaz ten jest produktem ubocznym procesu koksowniczego w leżących opodal elektrowni *Zakładach Koksowniczych „Zdzieszowice"*.

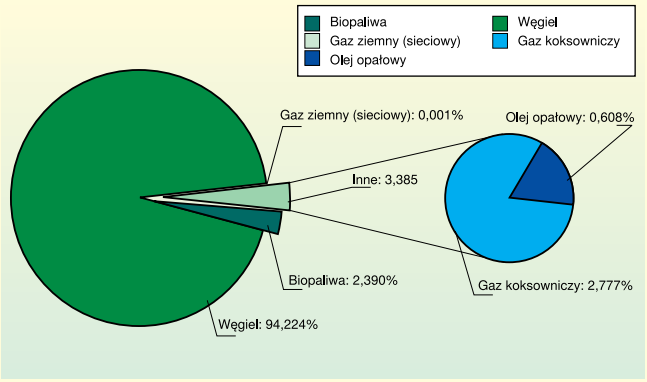
Proces produkcji energii wymaga, zastosowania paliw pomocniczych w momentach uruchamiania i odstawiania z ruchu bloków energetycznych oraz w sytuacjach niestabilnej pracy tych urządzeń. W przypadku koncernu do tego rodzaju paliw zalicza się olej opałowy lekki, ciężki – mazut oraz gaz ziemny.

Produkcja energii elektrycznej to, w ujęciu ogólnym, zamiana poprzez szereg przemian energii chemicznej zawartej w dostarczonym i „spalonym" paliwie, na energię elektryczną w generatorze. Ilość energii chemicznej dostarczanej w poszczególnych paliwach jest stale monitorowana i badana w akredytowanych laboratoriach elektrowni i elektrociepłowni. Oprócz pomiaru wartości opałowej, wykonywanej dla każdej dostawy, paliwo każdorazowo analizowane jest pod względem zawartości popiołu, wilgoci, siarki oraz pierwiastka C. Informacje te z jednej strony stanowią podstawę rozliczeń z dostawcami, z drugiej zaś poszerzone o szczegółowe analizy fizykochemiczne charakterystyczne dla danego paliwa, pozwalają na optymalne sterowanie procesem produkcji.




Rys. 5. Struktura kosztów wytwarzania energii elektrycznej i cieplnej w *PKE S.A.* w 2009 roku

Prowadzony przez Biuro Logistyki i Zakupu Paliw proces zarządzania dostawami i ewidencją paliw wspomagany jest przez moduł IFS paliwa, będący częścią systemu finasowo-księgowego IFS Application. Moduł ten jest także jednym z podstawowych narzędzi wspomagających rozliczanie produkcji, zużycia paliw oraz ewidencji zapasów zarówno pod względem technicznym jak i księgowym. Z modułu „paliwa" korzysta ok. 120 użytkowników, którzy każdego roku wprowadzają do systemu dane z ponad 20 tys. faktur (dostaw), 23 tys. analiz chemicznych, wykonując na tych danych ponad 32 tys. operacji księgowych. Zarządzanie obszarem ponad 60% kosztów wytwarzania energii bez dobrego narzędzia wspomagającego ten proces byłoby praktycznie niemożliwe, a stawiane na pierwszym miejscu bezpieczeństwo energetyczne i ciągłość produkcji byłyby zagrożone.




Rys. 6. Struktura paliw zużywanych przez *PKE S.A.* na produkcję energii elektrycznej w roku 2009

Podsumowując należy dodać, że obecna struktura wytwarzania energii w *PKE* oparta głównie na węglu kamiennym pozostanie praktycznie niezmienna przez najbliższe kilkadziesiąt lat.

Od 2004 roku można jednak zaobserwować coraz większy udział w strukturze paliw biomasy – jako odnawialnego źródła energii.

Energiczne zmiany naszego otoczenia oraz postępujący rozwój technologiczny stawiają przed *PKE* coraz to nowe wyzwania, także w zakresie organizacji logistyki dostaw, jak i prowadzenia procesów produkcyjnych. *PKE* jako jeden z czołowych producentów energii w Polsce jest jak najbardziej do takich zmian i wyzwań przygotowany.

Bolesław Kardoliński,
*Dyrektor ds. Produkcji i Polityki Ekologicznej*

Piotr Muszyński
*Główny Specjalista ds. Analiz Technicznych*

# Efektywność wytwarzania energii elektrycznej w elektrowniach *PKE S.A.*

## Electric Energy Generation Efficiency in *PKE* Power Plants

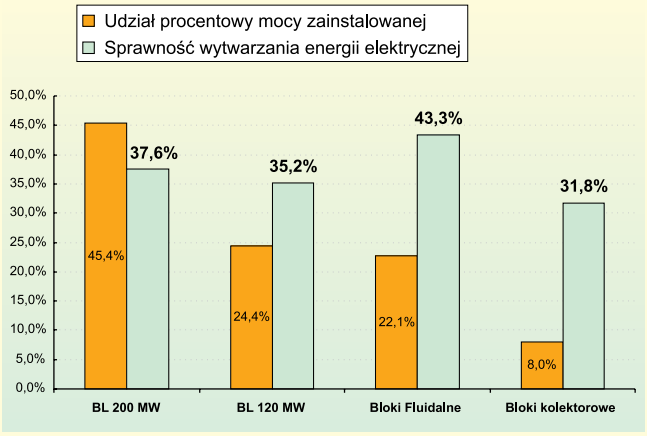
W polskim sektorze energetycznym *PKE* zajmuje czołowe miejsce jako producent energii elektrycznej i ciepła głównie ze spalania węgla kamiennego. W *PKE* zainstalowanych jest 36 jednostek wytwórczych pracujących w dziesięciu elektrowniach i elektrociepłowniach Koncernu. Energię elektryczną produkują zarówno jednostki wykorzystujące najnowsze technologie, jak i starsze rozwiązania techniczne, nawet sprzed ponad pół wieku. W strukturze wiekowej parku maszynowego większość jednostek wytwórczych *PKE S.A.* przekroczyła czas pracy 200 tysięcy godzin. W 2009 roku wycofano z eksploatacji pięć jednostek wytwórczych o łącznej elektrycznej mocy zainstalowanej 460 MW w elektrowniach: *Łagisza, Siersza* i *Halemba*, a w miejsce wycofanych bloków oddano do eksploatacji nowy, wysoko sprawny blok o mocy 460 MW w *Elektrowni Łagisza*. Moc zainstalowana elektryczna *PKE S.A.* wynosi obecnie 4952,7 MW, a osiągalna cieplna 2077,7 MW (tab. 1).

Udział mocy zainstalowanej w poszczególnych typoszeregach bloków energetycznych oraz sprawności, jakie osiągały jednostki wytwórcze w ostatnim okresie roku 2010, zaprezentowano w tabeli 2 i na rysunku 1.

**Tabela 1**

Moce wytwórcze *PKE*

| | Moc zainstalowana turbozespołu, MW | Moc osiągalna cieplna, MW | Liczba jednostek |
|---|---|---|---|
| *PKE* | 4952,7 | 2077,7 | 36 |
| *Katowice* | 135,5 | 495,4 | 1 |
| *Jaworzno II* | 190,0 | 321,0 | 3 |
| *Jaworzno III* | 1345,0 | 50,6 | 6 |
| *Łaziska* | 1155,0 | 196,0 | 6 |
| *Łagisza* | 1060,0 | 335,2 | 6 |
| *Siesza* | 666,0 | 36,5 | 5 |
| *Halemba* | 100,0 | 58,0 | 2 |
| *Blachownia* | 165,0 | 174,0 | 3 |
| *ZEC Bielsko-Biała* | 135,2 | 447,0 | 4 |




Rys. 1. Udziały mocy poszczególnych rodzajów bloków oraz ich sprawność

**Tabela 2**

Udział typoszeregów bloków

| | Typoszereg bloków | | | | |
|---|---|---|---|---|---|
| | 200 MW | 120 MW | fluidalne | kolektorowe | **PKE** |
| Moce, MW | 2250 | 1210 | 1097 | 396 | 4952,7 |
| Udział procentowy mocy zainstalowanej, % | 45,4% | 24,4% | 22,1% | 8,0% | 100% |
| Wskaźnik jednostkowego zużycia energii chemicznej na jednostkę produkcji energii elektrycznej brutto, kJ/kWh | 9570 | 10230 | 8308 | 11325 | 9373 |
| Sprawność wytwarzania energii elektrycznej, % | 37,6% | 35,2% | 43,3% | 31,8% | 38,4% |

W ostatnich kliku latach działania *PKE* zostały ukierunkowane w zakresie właściwego przygotowania do funkcjonowania w warunkach rynkowych, poprzez wnikliwe i dokładne monitorowanie stanu technicznego eksploatowanych jednostek wytwórczych. Większe wykorzystanie informacji technicznych wynikających z monitorowania efektywności energetycznej bloku oraz parametrów techniczno-ruchowych stało się niezbędne do celów optymalizacji kosztów wytwarzania energii elektrycznej i ciepła.

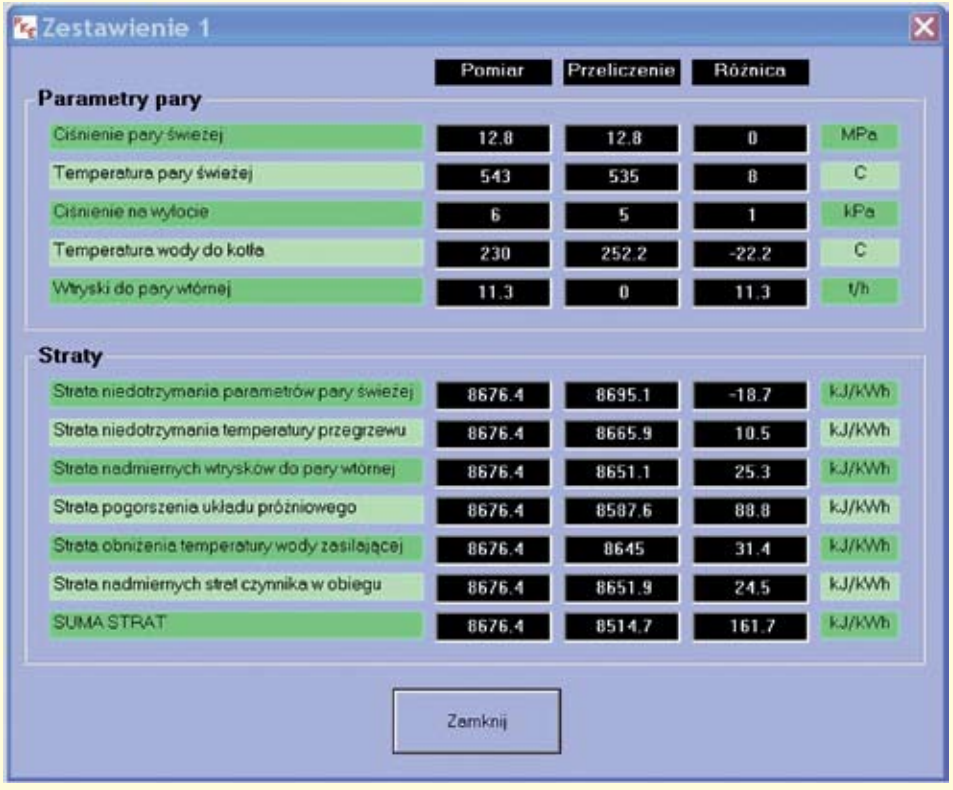
W latach 2003 – 2004 w tym celu wdrożony został system informatyczny SAT (System Analiz Technicznych) służący do śledzenia przebiegu procesu wytwarzania energii elektrycznej i ciepła w jednostkach wytwórczych *PKE*. Pozwala on na wizualizację procesu zarówno pod względem eksploatacyjnym jak i ekonomicznym, umożliwiając wykonywanie wszechstronnych analiz parametrów techniczno-ruchowych na poziomie jednostek wytwórczych oraz poszczególnych urządzeń. Jednak najistotniejszą funkcją SAT jest monitorowanie kosztów wytwarzania energii elektrycznej.

Wprowadzono nowoczesne metody kontroli eksploatacji bloków wykorzystujące prawa zachowania energii i substancji, ponieważ dotychczasowe rozwiązania stosowane w energetyce do oceny efektywności pracy bloków wykorzystywały głównie dane doświadczalne.

Postęp techniczny w technice pomiarowej oraz informatyce stworzył nowe możliwości zastosowania pomiarów cieplnych do oceny pracy bloku energetycznego. W systemie SAT wykorzystano obszerną bazę pomiarową oraz dostępność pomiarów w czasie rzeczywistym (ON-LINE), zastosowano nowoczesne sposoby kontroli i uwiarygodniania wyników poprzez tzw. walidacje danych lub zastosowanie rachunku wyrównawczego, co w przypadku bilansów energetycznych pozwala na dotrzymanie założonej dokładności pomiarów. Obliczenia jednostkowego wskaźnika zużycia energii chemicznej paliwa są jednolite pod względem merytorycznym dla wszystkich jednostek i pozwalają na obiektywne porównywanie i tworzenie rankingów sprawnościowych.

Wyniki obliczeń prezentowane są na maskach synoptycznych, raportach, zestawieniach tabularycznych i graficznych systemu, pokazując głównie sprawności energetyczne oraz wskaźniki techniczno-ekonomiczne bloku energetycznego, kotła, turbiny (sprawności wewnętrzne części turbin, moce wewnętrzne) oraz urządzeń pomocniczych, takich jak regeneracyjne podgrzewacze, skraplacz. System w sposób przejrzysty umożliwia badanie przebiegu zmienności dowolnego parametru, śledzenie trendów oraz zapewnia dostęp do danych archiwalnych.

Wynikiem monitorowania efektywności energetycznej jest zmniejszenie zużycia paliwa przez ograniczenie strat w poszczególnych węzłach technologicznych bloków, takich jak układ kondensacji, regeneracji temperatury wody zasilającej oraz z powodu odchyleń od parametrów znamionowych i minimalizowanie odchyłek parametrów pracy od wielkości projektowych (referencyjnych) (p. rys. 2).




Rys. 2. SAT – fragment ekranu obliczeń strat energetycznych

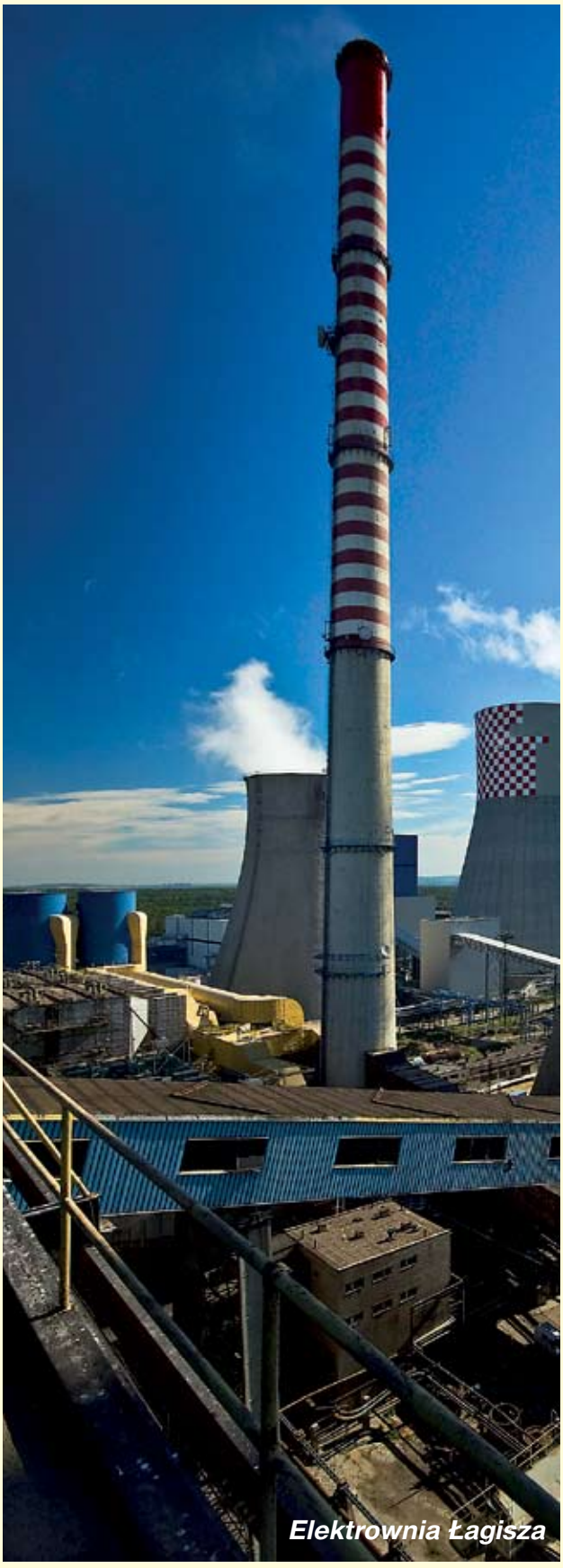
Dzięki zastosowaniu monitorowania możliwe jest również przedłużenie przewidywanego czasu pracy podstawowych urządzeń wytwórczych ze względu na pełniejszą kontrolę stanu technicznego, w tym elementów grubościennych, identyfikację i ocenę stanu aktualnego w zakresie awaryjności i dyspozycyjności wszystkich bloków energetycznych, ocenę procesów uruchamiania i odstawiania bloków energetycznych oraz analizę stanów wytężeniowych elementów. Informacje wynikające z monitorowania efektywności były pomocne m.in. w podjęciu decyzji o przedłużeniu czasu eksploatacji bloków 225 MW.

Ponadto monitorowanie efektywności umożliwia również uzyskanie wielu niewymiernych efektów działania systemu, które można wykazać dzięki poprawie bezpieczeństwa eksploatacji i bardziej kompleksowego nadzoru diagnostycznego. SAT umożliwia na bieżąco wykrywanie nieprawidłowości w eksploatacji bloku i tym samym ich eliminację. Uzyskuje się również pozytywne efekty ekologiczne poprzez obniżanie zużycia węgla i związane z tym zmniejszenie obciążenia środowiska naturalnego (obniżenie emisji substancji szkodliwych w przeliczeniu na jednostkę wyprodukowanej energii).

Odbiorcami danych z systemów monitorowania efektywności są użytkownicy podłączeni do sieci *PKE*, ale po spełnieniu szczególnych wymogów bezpieczeństwa możliwe jest uzyskanie dostępu poprzez sieć WAN. Przede wszystkim są to analitycy i służby kontroli eksploatacji oraz kadra zarządzająca.

Dostęp do poszczególnych raportów jest ściśle definiowalny i zawiera minimum niezbędnych informacji dla poszczególnych użytkowników i analityków, przez co system jest przejrzysty i intuicyjny. Dzięki temu występuje tzw. efekt synergii, polegający na czerpaniu korzyści ze skonsolidowania i bieżącej wymiany informacji. Wynika on z faktu, że służby techniczne poszczególnych elektrowni mają dostęp do wyników obliczeń obrazujących skutki techniczno-ekonomiczne prowadzenia procesu oraz możliwości porównywania metod eksploatacji, a na podstawie danych historycznych i dostępu do archiwum pozwala na stwierdzenie, czy w okresie funkcjonowania systemu nastąpiła poprawa sprawności wytwarzania energii elektrycznej.

W celu optymalizacji kosztów wytwarzania prowadzony jest ciągły monitoring kształtowania się wskaźnika jednostkowego zużycia energii chemicznej paliwa i kosztów zmiennych. Na tej podstawie przygotowywane są charakterystyki kształtowania się jednostkowych kosztów zmiennych dla poszczególnych jednostek wytwórczych *PKE*. Charakterystyki aktywnie wykorzystywane są w procesie opracowania planu produkcji na poszczególne okresy pracy oraz dla potrzeb sporządzania dobowych grafików sprzedaży w Pionie Handlowym *PKE S.A*.



**Elektrownia Łagisza**

Leszek Wiśniowski,
*Dyrektor ds. Remontów i Modernizacji*

Stanisław Noworyta
*Główny Inżynier ds. Remontów i Modernizacji*

# Remonty i modernizacje w *Południowym Koncernie Energetycznym S.A.*

## Overhauls and Modernizations in the *PKE S.A.*

Obecne prognozy dotyczące rozwoju rynku energetycznego wskazują, że w ciągu najbliższych 20 lat krajowe zużycie energii elektrycznej zdecydowanie wzrośnie. Zapotrzebowanie na energię będzie musiało być pokryte przez energetykę rodzimą jak również, mając na względzie uwolnienie rynku energii w Unii Europejskiej, przez podmioty zagraniczne. Wydaje się jednak, że ze względu na ograniczenia przesyłowe główny ciężar zaspokojenia wzrastającego zapotrzebowania na energię elektryczną będą musiały przejąć polskie elektrownie. Większość z nich pochodzi z lat 1970–1979. W latach 90. przechodziły etap znacznych modernizacji mających na celu poprawienie sprawności wytwarzania.

Ograniczone środki inwestycyjne i brak możliwości odbudowy mocy w krótkim okresie powodują, że coraz większego znaczenia nabiera racjonalnie prowadzona gospodarka remontowa, jakiej celem jest utrzymanie w jak najlepszym stanie istniejącego parku maszynowego (przy możliwie maksymalnej sprawności i dyspozycyjności).

Przygotowanie szczegółowych planów remontów w *PKE* rozpoczyna się z trzyletnim wyprzedzeniem. Tworzony jest przewidywany harmonogram remontów na dany rok, który poddawany jest szczegółowej weryfikacji w roku poprzedzającym jego realizację.

Remonty bloków podstawowo planuje się w cyklu sześcioletnim pomiędzy remontami kapitalnymi z dwoma remontami średnimi co dwa lata. Na podstawowych jednostkach wytwórczych, czyli blokach mocy rzędu 200 MW, cykl remontowy jest praktycznie niezmienny, co wynika z równomiernego planowania rozkładu produkcji na tych jednostkach. Ewentualne korekty i odstępstwa od tej zasady dotyczą bloków o mniejszej mocy i wynikają z bieżącej analizy czasu pracy oraz wyeksploatowania głównych elementów bloków lub podejmowanych działań modernizacyjnych. Przykładowo dla bloków, które nie wypracowały określonej liczby godzin wydłuża się okresy między kolejnymi remontami.

Bloki pracujące w głębokim skojarzeniu wynikającym z potrzeby wytwarzania ciepła podlegają innym zasadom planowania remontów, co związane jest ściśle z letnimi postojami i remontami sieci ciepłowniczych.

Dla nowych bloków (uruchomionych około 2000 roku) podstawowy jest ośmioletni cykl remontowy pomiędzy remontami kapitalnymi.

Również w przypadku tych bloków stosuje się korekty (wydłużanie) okresów międzyremontowych, co możliwe jest dzięki lepszemu opomiarowaniu i wynikającej z tego lepszej wiedzy diagnostycznej w celu ustalenia rzeczywistego stanu urządzeń i elementów bloków.

Stan techniczny urządzeń energetycznych w *PKE,* oprócz nowo zainstalowanych bloków z kotłami fluidalnymi, można określić następująco:

- niemal 60% mocy wytwórczych pochodzi sprzed co najmniej 30 lat;
- czasy pracy bloków przekraczają obecnie 200 tys. godzin;
- część parku maszynowego nie posiada odpowiednich instalacji w zakresie ochrony środowiska, co utrudnia ich ekonomiczną dalszą eksploatację.

Wobec powyższego podstawowym celem strategicznym *PKE S.A.* jest utrzymanie w następnych latach obecnego poziomu produkcji energii elektrycznej i ciepła.

Powyższy cel strategiczny *PKE* zostanie osiągnięty poprzez realizację następujących zadań:

- utrzymanie dobrego stanu technicznego urządzeń wytwórczych obecnie eksploatowanych;
- optymalizacja prac remontowych – ścisłe powiązanie zakresu remontów z przesłankami technicznymi wynikającymi z badań diagnostycznych – wydłużenie okresów remontowych szczególnie na urządzeniach nowo budowanych;
- przeprowadzenie koniecznych modernizacji;
- odbudowa mocy wytwórczych z uwzględnieniem urządzeń nowej generacji.

Trzon produkcji energii elektrycznej w *PKE* stanowią obecnie jednostki 120 i 200 MW. Bloki te w latach 90. ubiegłego wieku przeszły cykl remontowy powiązany z modernizacjami, których zadaniem było zabezpieczenie wysokiej sprawności wytwarzania i spełnienie obowiązujących norm ekologicznych do czasu pierwotnie planowanego ich wycofania z eksploatacji.

Dla bloków 120 MW prace modernizacyjne były ograniczane do jednostek wyposażonych w instalacje odsiarczania spalin.

Remonty kapitalne i modernizacje obejmowały poniższy zakres działań:
– modernizację rurociągów parowych,
– poprawę sprawności części WP turbiny,
– rewitalizację zakwalifikowanych po badaniach diagnostycznych elementów,
– wymianę elementów części ciśnieniowej kotła,
– modernizację części NP turbiny,
– poprawę sprawności obiegów chłodzących (regulacja wydajności pomp wody chłodzącej).

Dla bloków 200 MW urządzenia wytwórcze w podstawowych elektrowniach Koncernu w *Elektrowni Jaworzno* (6 bloków 200 MW) i *Elektrowni Łaziska (*4 bloki 200 MW) były modernizowane w znacznie większym zakresie w celu osiągnięcia dobrych wyników techniczno-ekonomicznych.

Do najważniejszych prac remontowo-modernizacyjnych przeprowadzonych na kotłach OP-650 należy zaliczyć:
- zmianę systemu spalania węgla przy zachowaniu niskiego poziomu emisji $NO_x$, co uzyskano przez zastosowanie palników niskoemisyjnych oraz dysz OFA; instalacje te umożliwiają uzyskanie trwałych emisji $NO_x$ na poziomie poniżej 500 $mg/m^3_n$;
- zastosowanie w kotłach palników niskoemisyjnych wymusiło modernizację odsiewaczy młynowych jak i samych młynów, ponieważ wymagają one pyłu węglowego o drobnej granulacji;
- poprawę pracy kotłów (zwiększenie sprawności, wzrost temperatury pary, zmniejszenie nierówności rozkładu temperatury w stopniach przegrzewaczy);
- modernizacji poddano także układ ciśnieniowy kotła; zmodernizowano przegrzewacze pary w celu poprawy wymiany ciepła;
- w wentylatorach powietrza i spalin wymieniono wirniki, uzyskano przez to większą ich wydajność, co z kolei poprawia sprawność i ułatwia prowadzenie kotła;
- ciągle rosnące reżimy emisji spowodowały podjęcie decyzji o gruntownej modernizacji układu odpylania; w elektrowniach Koncernu na blokach 200 MW przeprowadzono modernizację elektrofiltrów w celu znacznego zwiększenia sprawności odpylania.

Zakres modernizacji turbozespołów obejmował w każdym przypadku:
– wymianę wirników oraz modernizację kierownic części NP na bardziej sprawną,
– zabudowę elektrohydraulicznych układów regulacji turbiny umożliwiających spełnienie wymogów UCTE oraz będących bardziej niezawodnymi w stosunku do starych układów mechanicznych,
– modernizację regeneracji (wymienników regeneracyjnych oraz ich armatury) w celu zwiększenia sprawności wymiany ciepła oraz trwałości urządzeń (zastosowanie innych materiałów i lepszych konstrukcji wymienników),
– modernizację generatorów oraz transformatorów blokowych wymuszoną zwiększeniem mocy turbin,
– rewitalizację korpusów części WP i SP,
– modernizację stacji zrzutowych/obejściowych pary.

Ponadto na blokach wprowadzono szeroko pojętą automatykę i komputerowe systemy sterowania pozwalające na znacznie lepszą kontrolę warunków pracy urządzeń wraz z umożliwieniem optymalizacji parametrów pracy, co zdecydowanie wpływa na trwałość urządzeń; dodatkowo układy regulacji i automatyki zapewniają spełnianie wymagań operatora systemu energetycznego

Wszystkie wymienione zadania modernizacyjne oraz remontowe przeprowadzone były z myślą utrzymania eksploatacji bloków do 2018 roku.

W przyszłości bloki energetyczne 200 MW wraz z blokiem 460 MW będą podstawowymi jednostkami wytwórczymi w PKE.

Planowana jest budowa wielu nowych jednostek wytwórczych, lecz ze względów ekonomicznych i formalnych terminy rozpoczęcia budowy i oddania do eksploatacji tych jednostek nie będą się pokrywać z planowanymi terminami wycofywania starych jednostek z eksploatacji. Innym znaczącym czynnikiem opóźniającym inwestycje w nowe jednostki węglowe i poddającym pod wątpliwość sens takiej inwestycji jest konieczność wychwytywania i składowania dwutlenku węgla.

Trudno sobie wyobrazić, aby deficyt energii został pokryty przez źródła ekologiczne – odnawialne, takie jak energetykę wiatrową i wodną czy energetykę atomową.

Rys. 1. Bloki 225 MW w *PKE S.A. Elektrowni Jaworzno III*

Wobec powyższego celowe jest przedłużenie czasu pracy bloków energetycznych poza rok 2018.

Najlepiej do tego celu nadają się bloki 200 MW ze względu na następujące czynniki:
1) posiadają stosunkowo dużą moc, co powoduje, że nawet w przypadku zwiększenia znaczenia nowych, większych jednostek bloki 200 MW będą pełniły w sieci funkcję regulacyjną i będą stanowiły rezerwę dla źródeł odnawialnych.
2) przeszły w latach 90. kompleksowe modernizacje,
3) posiadają instalacje redukcji $SO_2$,
4) ich stan techniczny jest dobry,

5) elementy bloków są wykonane w „starej" sprawdzonej i ogólnie dostępnej technologii lat 70., która została dopracowana i opanowana przez firmy remontowe; naprawy elementów tych bloków nie stanowią większego problemu technicznego,
6) przeprowadzenie podstawowych niezbyt wygórowanych cenowo modernizacji opartych na aktualnej wiedzy technicznej i technologicznej pozwoli na eksploatację bloków do około 2030 roku.

Biorąc pod uwagę powyższe, *PKE* podjął decyzję o przedłużeniu pracy bloków. W *Elektrowni Jaworzno III* sześć bloków energetycznych planuje się eksploatować do roku 2030, natomiast cztery bloki w *Elektrowni Łaziska* mają pracować do 2028 roku. Podstawą tej decyzji była wykonana z wynikiem pozytywnym analiza opłacalności ekonomicznej tego przedsięwzięcia.

Warunkiem koniecznym umożliwiającym pracę bloków 200 MW od 2018 roku jest spełnienie:

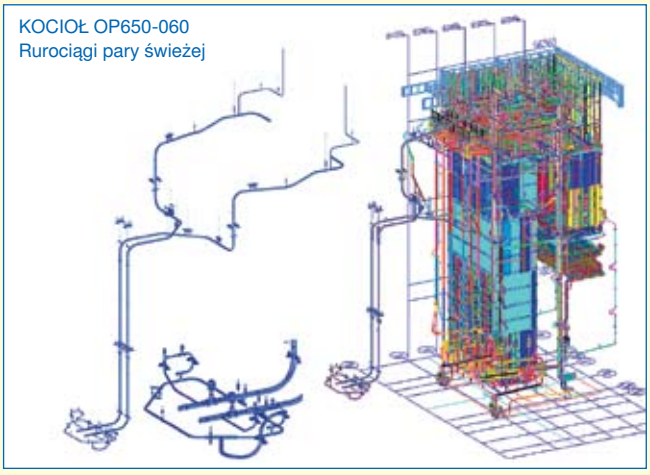
- uwarunkowań ekologicznych, określonych przez Dyrektywę Unii Europejskiej dotyczącą emisji pyłu, dwutlenku siarki i tlenków azotu;
- uwarunkowań technicznych, wynikających z bezpieczeństwa, utrzymania dyspozycyjności na obecnym poziomie i spełnienia przepisów np. UDT.

W zakresie ekologii trwają obecnie prace (2010 rok) nad wyborem najbardziej optymalnej technologii instalacji $DeNO_x$ oraz wybierany jest wykonawca instalacji oddzielnie dla *Elektrowni Jaworzno* i *Łaziska*.

Wyposażenie kotła w instalację redukcji tlenków azotu wiąże się z około 150-dniowym postojem bloków w remoncie. Postoje remontowe planuje się wykorzystać do przeprowadzenia modernizacji podstawowych urządzeń bloku i urządzeń pozablokowych.

Zakres prac modernizacyjnych na urządzeniach cieplno-mechanicznych obejmować będzie następujące grupy urządzeń:

1) elementy kotłów, których modernizacja wiąże się z zabudową urządzeń obniżania poziomu $NO_x$
   – rury ekranowe,
   – elementy drugiego ciągu,
   – układy podawania paliwa
   (szczegółowy zakres zostanie określony po wyborze konkretnej metody $NO_x$);
2) elementy pracujące w warunkach pełzania
   – rurociągi parowe,
   – elementy grubościenne kotła;
3) elementy turbozespołów
   – kadłuby, komory zaworowe, obejmy kierownic w zakresie napraw lub w koniecznych przypadkach rewitalizacji,
   – naprawy kompleksowe i badania wirników turbin,
   – wydłużenie czasu pracy rurociągów parowych poprzez kompleksowe badania, wymianę zakwalifikowanych elementów (maksymalnie do 50%elementów kształtowych), ustawienie tras rurociągów korektę zawieszeń,
   – modernizacje niektórych generatorów w zakresie stojanów i wirników.




Rys. 2. Kocioł OP650-060; rurociągi pary świeżej

Dotychczasowe działania diagnostyczne i przeprowadzone obliczenia wskazują, że jest możliwość przedłużenia żywotności tych elementów do 350 tys. godzin pracy pod warunkiem przeprowadzenia przemyślanych działań naprawczych.

Z uwagi na to, że po przeprowadzeniu modernizacji bloki w zależności od czasu i warunków eksploatacji przejdą jeszcze jeden lub maksymalnie dwa remonty kapitalne, zakres prac modernizacyjnych na urządzeniach cieplno-mechanicznych będzie tak przeprowadzony, aby późniejsze remonty miały tylko charakter typowy.

## Podsumowanie

Obecna sytuacja na polskim rynku energii elektrycznej związana z wolnym tempem inwestycji w nowe moce wytwórcze powoduje, że konieczne staje się przedłużenie eksploatacji niektórych urządzeń wytwórczych. Wśród istniejących urządzeń wytwórczych bloki 200 MW najlepiej nadają się do dalszej pracy. Z uwagi na trudny do przewidzenia w przyszłości scenariusz pracy bloków 200 MW ich modernizacje powinny być przeprowadzone przy optymalnych nakładach finansowych zapewniających ekonomikę wytwarzania energii elektrycznej do 2030 roku.

Elektrownia Łagisza

Eugeniusz Białoń,
*Dyrektor Projektu Budowy Nowych Mocy PKE S.A.*

Waldemar Ostrowski
*Główny Inżynier ds. Technologii*

# Doświadczenia z budowy i eksploatacji bloku 460 MW w *Elektrowni Łagisza*

# Experience Gained During *Łagisza* Power Plant 460 MW Power Unit Construction and Operation

W dniu 27 czerwca 2009 roku, po pozytywnym zakończeniu trwającego 720 godziny Ruchu Próbnego, przekazano do eksploatacji pierwszą inwestycję odtworzeniową zrealizowaną w *PKE S.A.* Jest to blok o mocy elektrycznej 460 MW o nadkrytycznych parametrach pary w *Elektrowni Łagisza*.

Zrealizowane zadanie inwestycyjne obejmowało dziesięć zadań szczegółowych.

1 Budowę nowego budynku głównego, w tym kotłowni wraz z kotłem i jego urządzeniami pomocniczymi oraz maszynowni wraz z turbogeneratorem i jego urządzeniami pomocniczymi.
2. Budowę chłodni kominowej i układu wody chłodzącej dla potrzeb nowego bloku.
3. Instalacje elektryczne wraz z transformatorem rezerwowym, odczepowym i blokowym.
4. Modernizację i budowę nowych ciągów układu nawęglania zewnętrznego od placów składowych węgla do zsypów do zasobników przykotłowych.
5. Budowę układu suchego odpopielania kotła wraz z systemem retencji i infrastrukturą transportu.
6. Budowę bądź modernizację szeregu instalacji pomocniczych (instalacja oleju rozpałkowego, stacja uzdatniania wody, sprężarkownia, osadnik ścieków).
7. Uruchomienie i przekazanie do eksploatacji wszystkich obiektów, układów i urządzeń związanych z budową bloku energetycznego.
8. Realizację sieci kablowych, wody i kanalizacji, p.poż., grzewczych, itp. służących do podłączenia projektowanych obiektów do sieci już istniejących w *Elektrownia Łagisza*.
9. Realizację urządzeń przeznaczonych do celów remontowych zainstalowanych na poszczególnych częściach bloku.
10. Realizację dróg, placów, torów kolejowych, itp. do nowo realizowanych obiektów.

## Wybór technologii spalania

Realizację zadania poprzedziły liczne analizy techniczno-ekonomiczne, w wyniku których postanowiono o lokalizacji pierwszej inwestycji Koncernu w *Elektrowni Łagisza* oraz wybrano optymalną moc elektryczną bloku na poziomie 460 MW. Najtrudniejsza decyzja dotyczyła wyboru technologii spalania węgla.

Ze względu na zalety technologii spalania paliw we fluidalnym złożu cyrkulacyjnym, obejmujące między innymi elastyczność paliwową (w tym możliwość współspalania paliw alternatywnych), niskie emisje $SO_x$, $NO_x$ bez konieczności stosowania dodatkowych, kosztownych układów odsiarczania i odazotowania spalin selektywną metodą katalityczną, konkurencyjność cenową oraz dobre doświadczenia *PKE* z już eksploatowanymi mniejszymi kotłami fluidalnymi, zdecydowano się na kocioł ze złożem cyrkulacyjnym (CFB).

W podjęciu tej trudnej decyzji Zarządowi *PKE S.A.* pomogły analizy wykonane przez dwa niezależne zespoły naukowe, biuro projektów oraz własny zespół specjalistów Koncernu. Kocioł w *Łagiszy* jest pierwszym na świecie przepływowym kotłem fluidalnym na parametry nadkrytyczne.

Warto zwrócić uwagę, że podczas podejmowania decyzji o jego budowie nie było dostępnych referencji dla kotła fluidalnego o tak dużej mocy, niemniej jednak wymiary komory paleniskowej nie odbiegały zbyt mocno od już istniejących kotłów o mocy 250 MW dla węgla brunatnego.

## Realizacja inwestycji metodą „wyspową”

W przeciwieństwie do stosowanej powszechnie w energetyce metody realizacji inwestycji „pod klucz” zadanie to wykonano metodą „wyspową” z podziałem na 6 głównych oraz szereg kontraktów pomocniczych. Wybór wykonawców i koordynacja realizacji poszczególnych umów należały do *PKE S.A.*

W wyniku przeprowadzonych postępowań przetargowych w grudniu 2002 roku zawarto umowy z wykonawcami podstawowych elementów bloku, to znaczy kontrakty na dostawę kotła i turbiny, a w następnych latach na dostawę układu nadrzędnego sterowania blokiem (NS.A.B), układu elektrycznego, nawęglania i odpopielania.

W efekcie wybrano dostawców poszczególnych „wysp”.

- Część kotłowa: *Konsorcjum Foster Wheeler Energia Polska, Foster Wheeler Energia OY.*
- Część turbinowa (z układem chłodzenia): *Alstom Power.*
- Część elektryczna: *Elektrobudowa Katowice.*
- Układy odpopielania i sorbentu: *Konsorcjum Mostostal Kraków Centrum* i *Energo-Eko-System Katowice.*
- Układ nawęglania: *Konsorcjum Ciepło-Service Będzin* i *PURE Jaworzno*.
- Nadrzędny system automatyki: *Konsorcjum Metso Automation Finlandia* i *Metso Automation Polska*.

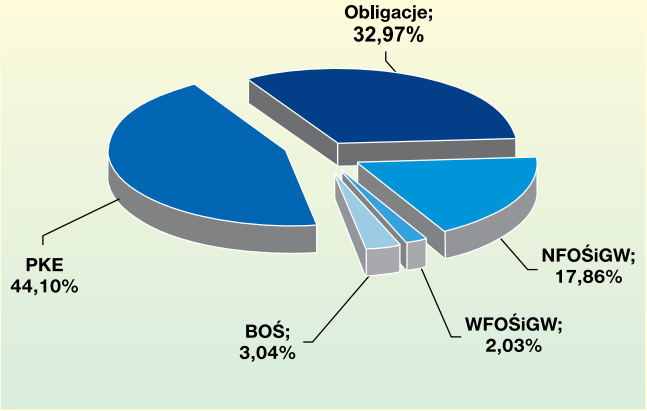
Zasadnicze znaczenie miało utworzenie oddzielnego, wysoce specjalistycznego zespołu do realizacji Projektu Bloku 460 MW w *Elektrowni Łagisza*. Zespół ten był odpowiedzialny między innymi za:

- uzyskanie wymaganych prawem niezbędnych zezwoleń dla rozpoczęcia i realizacji projektu,
- protokolarne przekazanie placów budowy poszczególnym Wykonawcom,
- prowadzenie nadzoru inwestorskiego,
- terminowe odbiory,
- koordynację techniczną,
- występowanie i raportowanie wobec stron trzecich,
- przekazanie punktów styku instalacji i układów poszczególnym Wykonawcom,
- planowanie i harmonogramowanie,
- zarządzanie informacją podczas realizacji projektu,
- zatwierdzenie zmian zakresu dostaw;
- koordynację systemów zapewnienia jakości,
- koordynację placu budowy,
- koordynację techniczną rozruchu, ruchu próbnego i przekazanie bloku do eksploatacji,
- uzgodnienie i egzekwowanie ogólnych zasad postępowania na placu budowy.

## Finansowanie Projektu

Ponad trzy lata trwały bardzo żmudne prace nad przygotowaniem finansowania Projektu, którego całkowity koszt oszacowano na około 2 mld zł. Dużym wyzwaniem było między innymi przekonanie banków komercyjnych, iż Projekt, pomimo swojej innowacyjności, nie jest obarczony nadmiernym ryzykiem technicznym. W wyniku licznych uzgodnień i zawartych umów *PKE* z własnych środków sfinansował około 44% wartości projektu, 23% zostało sfinansowane z funduszy preferencyjnych (w tym *NFOŚiGW, WFOŚiGW, BOŚ*), a 33% z funduszy komercyjnych poprzez emisję obligacji przez konsorcjum *Bank Handlowy w Warszawie S.A., Bank BPH S.A., BRE Bank S.A.*

Konsekwencją skorzystania z finansowania komercyjnego było zatrudnienie przez konsorcjum banków Doradcy Technicznego Banków, który nadzorował prowadzenie Projektu w zakresie techniczno-ekonomicznym. Na podstawie zbieranych danych, uczestnictwa w niektórych spotkaniach, a także wizyt na placu budowy Doradca Techniczny Banków na bieżąco przekazywał bankom raporty z postępu prac.




Rys. 1 Udziały w finansowaniu zadania poszczególnych instytucji

## Rozpoczęcie prac

W lutym 2006 r. rozpoczęto realizację Projektu. Pion zajmujący się realizacją zadania ze strony *PKE S.A.* liczył 35 osób. W drugim roku realizacji Projektu do pomocy w realizacji zadania został zaangażowany, wybrany w drodze przetargu, Inżynier Kontraktu – firma *Energopomiar Gliwice* – którego zespół liczył około 30 osób.

Podczas prac budowlano-montażowych inwestor był odpowiedzialny między innymi za koordynację i nadzorowanie wykonania harmonogramów realizacji przez poszczególnych wykonawców, wyznaczenie wykonawcom powierzchni magazynowych, koordynację dróg komunikacyjnych, obszary pracy dźwigów, a przede wszystkim za nadzór inwestorski obejmujący sprawdzanie dokumentacji i odbiory robót. Był to duży projekt. W szczytowym okresie realizacji na budowie pracowało około 2000 pracowników. Masa kotła wraz z konstrukcją budynku wynosi około 5700 t, całkowita długość rur w kotle około 480 km, a masa całkowita turbozespołu około 400 t, w tym ok. 100 ton to masa wirująca.

Podczas realizacji projektu przeprowadzano także postępowania mające na celu wybór wykonawców zarówno instalacji pomocniczych (jak np. sprężarkownia, stacja uzdatniania wody, estakady rurociągów, instalacja oleju rozpałkowego) jak i infrastruktury (drogi komunikacyjne, układ torowy, mała architektura itp.).

Nad prawidłową realizacją płatności w ramach postępu prac i skoordynowaniem ich z finansowaniem projektu czuwał pion ekonomiczny Projektu współpracując z ekonomistami z Centrum Zarządzania *PKE*.

## Jak powiązać koniec z końcem, czyli koordynacja

Koordynacja Projektu stanowiła duże wyzwanie organizacyjne. Pomiędzy „wyspami" było około 270 punktów styku na rurociągach. Aby zapewnić dopasowanie do siebie tych rurociągów wprowadzono tabele punktów styku, zawierające informacje na temat współrzędnych tych punktów, parametrów technologicznych mediów w danym punkcie, materiałów, wymiarów, terminu gotowości danego rurociągu w punkcie styku zgodnie z harmonogramem itp. Doprowadzenie do podpisania tych tabel przez wszystkich wykonawców będących uczestnikami punktów styku było jednym z trudniejszych zadań do wykonania, ale zakończyło się sukcesem. Dodatkowo sporządzony został tzw. Interface Document, który był aktualizowany poprzez wydawanie kolejnych rewizji. Działania te okazały się skuteczne – podczas realizacji całej budowy jedynie w jednym połączeniu brakowało 10 cm rurociągu, co bez większych problemów zostało uzupełnione z zapasów magazynowych.

Z poszczególnych urządzeń na obiekcie do nadrzędnego systemu automatyki bloku (NS.A.B) przekazywanych jest około 10 tys. sygnałów wejścia-wyjścia oraz 1400 sygnałów komunikacyjnych. NS.A.B współpracuje z 18 sterownikami lokalnymi.

W zakresie sterowania dokumentem koordynacyjnym była Koncepcja Sterowania Blokiem pokazująca generalne zasady działania automatyki. W celu uniknięcia sytuacji, w której sygnał wychodzący z obiektu nie trafia do właściwego miejsca w nadrzędnym układzie sterowania blokiem, wystąpiła potrzeba sporządzenia tabel punktów styku w zakresie AKPiA. Po wielu korektach również i te tabele zostały zaakceptowane przez wszystkich zainteresowanych wykonawców.

Ze względu na to, że główne kontrakty zostały zawarte około 3 lata przed rozpoczęciem realizacji projektu i na niektóre rozwiązania techniczne wykonawcy stracili licencje, a na rynku pojawiły się nowocześniejsze produkty, w miarę postępu procesu projektowania wystąpiła potrzeba wprowadzenia zmian dotyczących dostaw od niektórych wykonawców. Każda taka zmiana powodowała zazwyczaj szereg problemów. Mogła wpływać na zmianę w dostawach innych uczestników punktu styku, powodować zmiany w harmonogramie realizacji projektu, a także wpływać na koszty. Niektóre zmiany wymagały nawet zmian w Projekcie Budowlanym. Aby w pełni kontrolować wprowadzanie zmian *PKE* zaimplementowało specjalną procedurę ich wprowadzania uwzględniającą wszystkie konsekwencje dla projektu. Każdy uczestnik zmiany musiał wypełnić przygotowaną dla danej zmiany Kartę Zmian Projektowych. Przed akceptacją propozycji zmiany *PKE* miało więc pełne informacje dotyczące konsekwencji podejmowanej decyzji w odniesieniu do kosztów, technologii, terminów realizacji, ewentualnych koniecznych zmian w posiadanych pozwoleniach. Przyjęto zasadę, że wynikające z wprowadzania zmiany dodatkowe koszty pokrywa inicjator zmiany. W sumie procedurą tą objęto ponad 130 zmian.

Na *PKE* jako Generalnym Wykonawcy spoczywał obowiązek koordynacji całego Projektu we wszystkich obszarach. Wśród nich znalazły się np. takie zagadnienia, jak współdziałanie ze sobą systemów bezpiecznej organizacji pracy przy urządzeniach energetycznych u różnych wykonawców czy też oddziaływanie rurociągów kotła na króćce turbiny w różnych stanach dynamicznych.

W koordynacji projektowej wspomagał *PKE Energoprojekt Katowice*, który będąc autorem Projektu Budowlanego oraz Projektu Zagospodarowania Terenu, pełnił nie tylko nadzór autorski podczas budowy bloku, ale również zajmował się koordynacją projektów w punktach styku, usuwaniem kolizji i opiniowaniem dokumentacji w zakresie zgodności z regulacjami prawnymi.

## Komunikacja w Projekcie

Ponieważ wszystkie uzgodnienia wymagały formy pisemnej, w czasie realizacji projektu miała miejsce bardzo intensywna wymiana korespondencji pomiędzy zespołem koordynującym projekt (*PKE*) a wykonawcami. Zdecydowano, że znakomita większość korespondencji będzie realizowana za pomocą poczty elektronicznej. Całkowita liczba pism dotyczących projektu przekroczyła 20 tysięcy. W szczytowym okresie prac w ciągu jednej doby należało przeanalizować nawet do 70 e-maili i podjąć odpowiednie działania z nimi związane dotyczące np. szczegółowych decyzji technicznych czy też koordynacji działań z wykonawcami. Wymiana informacji miała także miejsce podczas licznych narad (montażowych, koordynacyjnych, branżowych, rozruchowych), z których zawsze sporządzono notatki będące podstawą do późniejszego egzekwowania uzgodnień.

Monitorowanie postępów prac było realizowane w Projekcie także za pomocą comiesięcznych raportów sporządzanych przez wykonawców. Dodatkowo co miesiąc raport obejmujący ocenę postępu prac oraz przewidywane zagrożenia dla projektu sporządzał Inżynier Kontraktu, a Dyrekcja Budowy przedstawiała okresowe raporty Zarządowi *PKE*.

## Szkolenie przyszłej obsługi i rozruch bloku

Szkolenie pracowników przyszłej obsługi ruchowej rozpoczęto z odpowiednim wyprzedzeniem, tak aby przed rozpoczęciem rozruchu pracownicy posiadali wiedzę niezbędną do aktywnego w nim uczestnictwa. Pierwszy etap szkolenia obejmował zapoznawanie się z dokumentacją i był prowadzony metodą seminaryjną. Szkolący się pracownicy przygotowywali dla swoich kolegów referaty dotyczące działania poszczególnych układów. Wykonawcy przeprowadzili później szkolenia teoretyczne zakończone egzaminami, a w miarę postępu prac organizowano szkolenia na obiekcie. Dużą pomocą podczas szkolenia był komputerowy symulator kotła (zawierający również w ograniczonym zakresie część turbinową), na którym wszyscy trenowali przeprowadzanie różnych operacji ruchowych.

*Blok na parametry nadkrytyczne o sprawności brutto powyżej 45% przy mocy znamionowej*

| | | |
|---|---|---|
| *Moc elektryczna bloku* | *MW* | *460* |
| *Przepływ pary* | *kg/s* | *361,0* |
| *Minimalny ciągły przepływ pary* | *kg/s* | *143,9* |
| *Ciśnienie pary świeżej na wlocie do turbiny* | *MPa* | *27,50* |
| *Temperatura pary świeżej na wlocie do turbiny* | *°C* | *560* |
| *Temperatura pary wtórnej na wlocie do turbiny* | *°C* | *580* |
| *Temperatura wody zasilającej* | *°C* | *289,7* |
| *Emisja $SO_2$* | *mg/Nm³* | *<200* |
| *Emisja $NO_x$* | *mg/Nm³* | *<200* |
| *Emisja pyłu* | *mg/Nm³* | *< 30* |

*Turbina parowa: kondensacyjno – upustowa, o przepływie osiowym, z przegrzewem wtórnym, reakcyjna, pracująca na parametrach poślizgowych (krzywa modyfikowana), bezpośrednio połączona z generatorem. Przymykanie upustów nr 3, 4 i 5 oraz dławienie kondensatu wykorzystano do szybkiej regulacji częstotliwości mocą. Instalacja doczyszczania kondensatu o wydajności wymienników dwujonitowych 3 x 50%.*
*Kocioł – fluidalny ze złożem cyrkulującym, 8 separatorów części stałych, 4 stopnie przegrzewacza pary świeżej i dwa wtórnej, ruszt dyszowy powietrza pierwotnego chłodzony wodą, pojedyncza pompa cyrkulacyjna, 1 x 100% pompa wody zasilającej napędzana turbiną parową + 1 x 40% pompa rozruchowa wody zasilającej z napędem elektrycznym + 1 x 5% awaryjna pompa z silnikiem Diesla do schładzania kotła na wypadek black out-u, spaliny wyprowadzane przez chłodnię kominową*
*Nadrzędny system automatyki bloku wyposażony w regulator predykcyjny*

Rys. 2. Charakterystyczne parametry bloku 460 MW

Wykonawcy mieli w swoich kontraktach rozruch i przekazanie do eksploatacji swojego zakresu dostaw. W pracach rozruchowych uczestniczyła aktywnie przyszła obsługa ruchowa bloku, dla której był to ostatni etap szkolenia. Motywację dla szybkiego i skutecznego nabywania wiedzy stanowił wprowadzony system kompleksowej oceny pracowników obejmujący wyniki sprawdzianów z nabytej wiedzy, poziom zaangażowania w pracy oraz poziom formalnego wykształcenia. Pozwoliło to na wyłonienie liderów i danie im szansy awansu bądź przyspieszonego rozwoju zawodowego poprzez zaangażowanie ich do innych, ciekawych, stanowiących duże wyzwanie zadań.

## Doświadczenia eksploatacyjne

Blok 460 MW w Łagiszy ciągle budzi bardzo duże zainteresowanie na świecie, głównie ze względu na innowacyjność rozwiązań kotła. Już na etapie podpisywania Kontraktu na jego dostawę zadawano sobie pytanie, czy kocioł fluidalny posiada wystarczającą dynamikę, aby blok mógł sprostać wymaganiom Instrukcji Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej, czy złoże fluidalne w tak dużym obiekcie będzie pracować w sposób stabilny i czy sprawdzi się koncepcja kotła przepływowego w zastosowaniu do kotła CFB. Podczas realizacji Projektu poprzez liczne symulacje komputerowe sprawdzono działanie bloku z zamodelowanym kotłem i turbiną. Odpowiedzi modelu na wprowadzone do niego trudne testy zmiany mocy wykonywane przez *PSE* podczas odbioru bloku dały wynik pozytywny.

Doświadczenia eksploatacyjne w pełni potwierdziły osiągnięcie parametrów projektowych, w tym bardzo wysokiej sprawności przekraczającej 45% brutto. Własności fizykochemiczne popiołów lotnego i dennego są zgodne z przewidywaniami, dzięki czemu nie ma problemów z zagospodarowaniem odpadów paleniskowych. Emisje $SO_x$ i $NO_x$ spełniają, z zapasem, wymagania standardów Unii Europejskiej, to znaczy są poniżej 200 mg/m$^3_n$. W osiąganiu 200 mg/m$^3_n$ emisji $NO_x$ pomaga selektywna metoda niekatalityczna polegająca na dozowaniu wody amoniakalnej do spalin w rejonie separatorów części stałych kotła. Rewelacyjnie pracuje elektrofiltr, emisje są poniżej 10 mg/m$^3_n$ przy wymaganiach 30 mg/m$^3_n$.

Do chwili obecnej nie wystąpiły żadne istotne problemy po stronie złoża fluidalnego czy też procesu spalania w kotle. Nie ma problemów z dotrzymaniem temperatur i ciśnień oraz wydajności układów. Blok jest w pełni regulacyjny, spełnia wymagania regulacji pierwotnej, wtórnej i trójnej. Z łatwością osiąga zarówno moc znamionową jak i moc minimalną bez spalania oleju rozpałkowego. Pozytywnym wynikiem zakończyły się także próby zrzutów mocy i uruchomień bloku z różnych stanów termicznych.

Jak zawsze, podczas rozruchu nie obyło się bez niespodzianek. Problemy, które na szczęście zostały szybko usunięte, nie dotyczyły części kotłowej, gdzie obawiano się ich ze względu na nowatorską konstrukcję. W czasie ruchu regulacyjnego miało miejsce kilka awarii, w tym:

- przedostanie się mas jonowymiennych z układu doczyszczania kondensatu do obiegu para-woda,
- zalanie układu wzbudzenia w wyniku nieszczelności na układzie pomiaru wtrysku kondensatu,
- nieszczelności w obszarze turbiny.

Biorąc pod uwagę stopień komplikacji zadania inwestycyjnego powyższe zakłócenia można uznać za niewielkie. Nie wpływają one na pozytywną ocenę całego bloku 460 MW.

## Współpraca z wykonawcami

Znakomita większość wykonawców stanęła na wysokości zadania i w pełni współpracowała z inwestorem, reagując elastycznie na zmieniające się sytuacje na budowie. Pozwoliło to znacząco zmniejszyć problemy wynikające ze zmieniających się harmonogramów realizacji poszczególnych wysp. Jak zawsze podczas wykonywania tego typu dużych, skomplikowanych organizacyjnie zadań dochodziło czasami do próby przerzucania na inwestora odpowiedzialności przez niektórych wykonawców za ich własne, ewidentne opóźnienia. Jednak dzięki prawidłowej koordynacji realizowanej przez *PKE* za pomocą głównego harmonogramu realizacji oraz bieżącemu kontrolowaniu stopnia zaawansowania prac przez inspektorów nadzoru inwestora, zawsze w sposób jednoznaczny można było wskazać, w czyim zakresie odpowiedzialności leży opóźnienie, podjąć działania korekcyjne, a w przypadkach niezbędnych zastosować przewidziane umową środki.

Realizując duże projekty, jakimi są zazwyczaj inwestycje w energetyce zawodowej, inwestor często zatrudnia wykonawców mających silną pozycję na rynku międzynarodowym. Niestety stwarza to określone problemy. Z jednej strony bowiem:

- dostawcy globalni realizują jednocześnie wiele kontraktów w różnych miejscach na świecie i w związku z tym są dostępni głównie w okresie przewidzianym w ich harmonogramie (to znaczy tylko wtedy, gdy akurat mają czas),
- w przypadku wystąpienia usterek montażowych podczas odbiorów najczęściej wykonawca danego układu jest już nieobecny na budowie, co powoduje opóźnienia w usuwaniu tych usterek,
- niektórzy wykonawcy są bardzo mało elastyczni, jeśli chodzi o modyfikacje zastosowanych rozwiązań.

Z drugiej strony jednak powyższe trudności są kompensowane zdecydowanymi zaletami. Wykonawcy posiadający silną pozycję na rynku międzynarodowym:

- oferują nowoczesne technologie występujące w wielu różnych krajach,
- zwykle zapewniają dobrą, powtarzalną jakość wyrobu,
- daje to możliwość uzyskania udokumentowanych referencji ułatwiających uzyskanie kredytu bankowego,
- zapewnia też konkurencyjność technologii pozwalając inwestorowi na późniejsze skuteczne konkurowanie z innymi wytwórcami energii elektrycznej w Europie.

W efekcie uwzględniając bilans wad i zalet stwierdzić można, że dostawa głównych urządzeń przez wykonawców posiadających silną pozycję na rynku zmniejsza znacząco ryzyko projektu i ułatwia finansowanie dużych projektów.

## Czy będąc inwestorem warto być jednocześnie Generalnym Wykonawcą?

Nie istnieje chyba odpowiedź na to pytanie słuszna dla wszystkich przypadków. Do zalet takiego sposobu realizacji projektu inwestycyjnego należy na pewno bardzo dokładne poznanie przez inwestora całego projektu już w chwili jego powstawania, ze szczególnym uwzględnieniem słabych i mocnych stron. Poszczególni wykonawcy są przy takiej organizacji realizacji inwestycji zmuszeni do dostarczenia inwestorowi dużo większej ilości informacji technicznych wymaganych dla celów koordynacji poszczególnych wysp, bardzo dokładnie też widać na każdym etapie zagrożenia terminowej realizacji projektu. Można reagując w sposób elastyczny takie zagrożenia zminimalizować, a także wpływać na to, aby projekt w maksymalnym stopniu spełniał wymagania przyszłego użytkownika.

Ze strony inwestora konieczne jest zaangażowanie znacznie większych zasobów ludzkich niż przy realizacji „pod klucz", gdyż do nadzoru inwestorskiego dochodzi także koordynacja. Stanowi to z pewnością dodatkowe obciążenie dla inwestora, niemniej jednak przyczynia się znacząco do poprawy jakości oddawanego do użytku obiektu ze względu na bardzo dokładny nadzór inwestorski, wczesne zlokalizowanie szeregu usterek i braków oraz szybkie wykrywanie niedopasowań pomiędzy urządzeniami i obiektami. Większość wad można usunąć już na etapie projektowania, co zmniejsza koszty i minimalizuje opóźnienia w realizacji inwestycji. Nie bez znaczenia jest też oszczędność środków finansowych, gdyż realizowany w ten sposób obiekt jest zazwyczaj tańszy, nawet uwzględniając dodatkowe koszty własne inwestora poniesione na koordynację oraz pokrycie ryzyk.

Wykonawcy posiadający duży potencjał finansowy czasami zazdrosnym okiem patrzą na taki sposób realizacji projektu, gdyż uszczupla to ich potencjalne przychody uzyskiwane za usługę Generalnego Wykonawcy. Dodatkowo podczas realizacji projektu inwestor bardzo szybko poznaje słabe strony wykonawców i ma wgląd w niektóre problemy u nich występujące, czego wykonawcy najczęściej chcieliby uniknąć. Niektórzy z nich starają się przenosić swoje problemy na inwestora (w tym szczególnie własne opóźnienia, ewidentne błędy w koordynacji własnego zakresu dostaw, usterki i problemy techniczne). Dlatego inwestor będący jednocześnie Generalnym Wykonawcą musi być świadomy występujących problemów i ryzyk. Ważne jest zapewnienie obsługi prawnej projektu na odpowiednio wysokim poziomie merytorycznym.

Inwestor zdecydowanie nie powinien obawiać się przejęcia na siebie roli Generalnego Wykonawcy. Posiadając odpowiednio doświadczony i liczebnie wystarczający zespół ludzi jest w stanie wywiązać się bardzo dobrze z tej roli realizując projekt zgodnie z harmonogramem nawet poniżej przewidywanego budżetu. Inwestor jako Generalny Wykonawca znacznie lepiej reprezentuje interesy przyszłego użytkownika niż Generalny Wykonawca zatrudniony z zewnątrz, a jak pokazują liczne przykłady realizowanych projektów zlecenie na zewnątrz zadania „pod klucz" nie jest wcale gwarancją sukcesu.

Przykładem sukcesu tej metody realizacji Projektu jest blok 460 MW w Łagiszy, który zawierając szereg nowatorskich rozwiązań spełnił oczekiwania techniczne, ekonomiczne i wymagania środowiskowe stawiane mu przez inwestora.

Bolesław Kardoliński,
*Dyrektor ds. Produkcji i Polityki Ekologicznej*

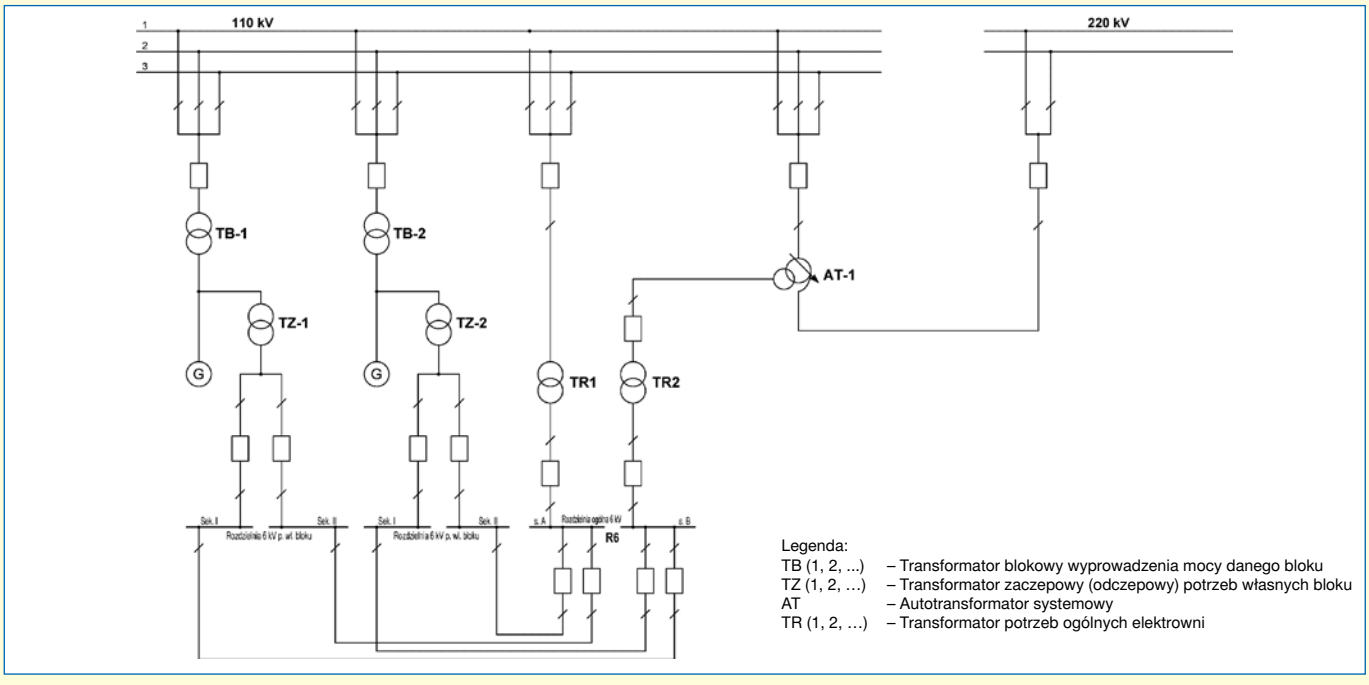
Janusz Strzoda
*Główny Inżynier ds. Kontroli Eksploatacji*

# Potrzeby własne elektrowni i elektrociepłowni *PKE S.A.* (układy, możliwości zmniejszenia strat energii i mocy, możliwość unifikacji)

# Common Auxiliaries in *PKE S.A.* Power Plants and CHP Plants (systems, possible reduction of energy and power losses, standardization possibility)

W elektrowniach i elektrociepłowniach konwencjonalnych do produkcji energii elektrycznej i ciepła oprócz paliwa, wody i sorbentu zużywana jest także energia elektryczna. Zużycie energii elektrycznej na cele produkcyjne określane jest mianem zużycia na potrzeby własne. W rzeczywistości w elektrowniach i elektrociepłowniach zużycie na potrzeby własne produkcji energii elektrycznej i ciepła lub energii mechanicznej jest dzielone na zużycie na potrzeby własne bloku energetycznego i zużycie na potrzeby ogólne elektrowni (rys 1). W strukturze zużycia energii elektrycznej przez elektrownie i elektrociepłownie największy udział ma zużycie na potrzeby własne bloku energetycznego. Dlatego transformatory potrzeb własnych zabudowywane pomiędzy generatorem a transformatorem blokowym na wyprowadzeniu mocy, wraz z układem zasilania tych potrzeb (rozdzielnie, zabezpieczenia), dostosowane są do mocy urządzeń zainstalowanych na bloku energetycznym.

Zużycie energii na produkcję w jednostce wytwórczej w warunkach jej normalnej pracy jest ściśle uzależnione od produkcji oraz mocy zainstalowanych urządzeń jednostki. W czasie rozruchu jednostki wytwórczej oraz na potrzeby pracy innych urządzeń elektrowni na rzecz produkcji energii elektrycznej i ciepła, a niezwiązanych bezpośrednio z procesem wytwórczym bloku energetycznego, energia pobierana jest z tzw. potrzeb ogólnych elektrowni.




Rys. 1. Przykładowy schemat zasilania potrzeb własnych elektrowni

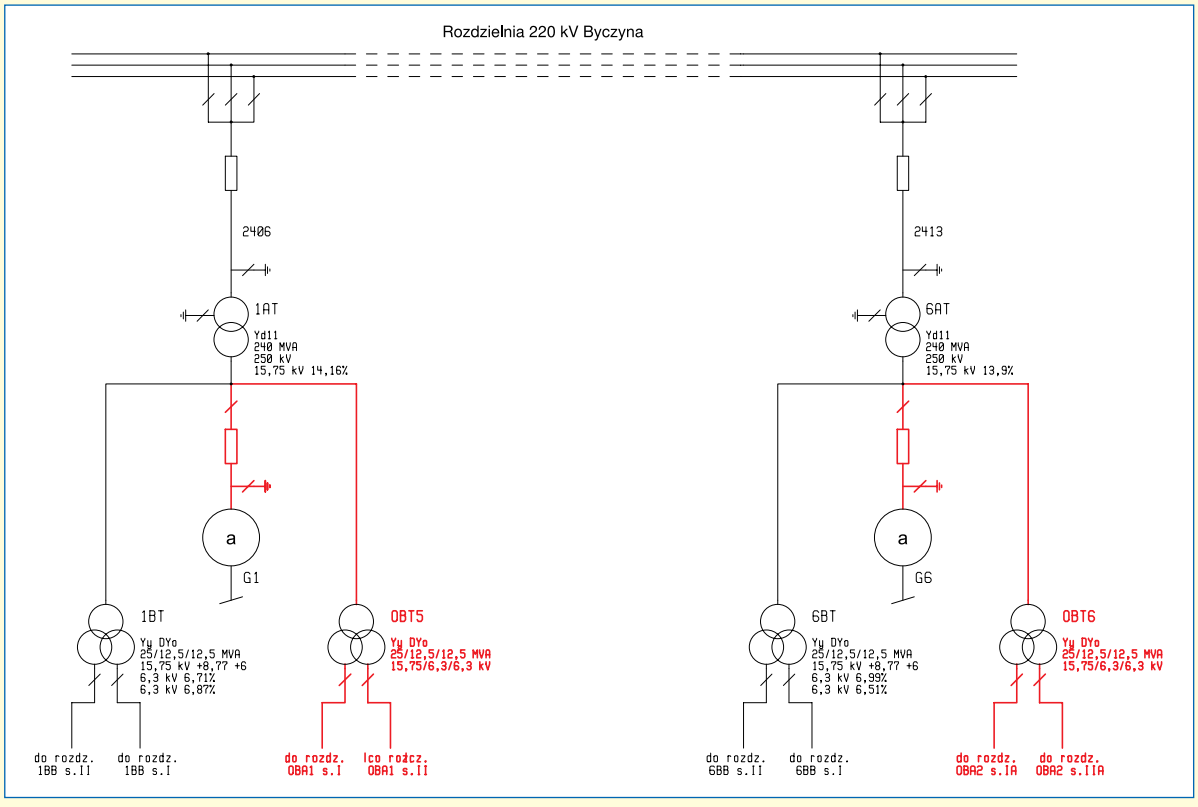
W czasie gdy budowano jednostki *PKE S.A.* układy do zasilania potrzeb ogólnych elektrowni i elektrociepłowni były zasilane z sieci zewnętrznych. Takie rozwiązanie zapewniało bezpieczeństwo pracy elektrowni i możliwość szybkiego uruchomienia po podaniu napięcia z sieci, zwłaszcza małych elektrociepłowni i elektrowni przemysłowych, w przypadku awaryjnego wyłączenia bloku energetycznego (głównie bloku nieprzystosowanego do pracy na potrzeby własne).

W latach dziewięćdziesiątych ubiegłego wieku i w początkach obecnego, ze względu na wymagania środowiskowe, do istniejących urządzeń pomocniczych zaczęto dobudowywać duże i energochłonne instalacje odsiarczania (IOS). Ponieważ istniały ograniczenia zasilenia tych instalacji z potrzeb własnych bloków energetycznych ze względu na duże zużycie energii (zwłaszcza instalacji mokrego odsiarczania), w większości przypadków wraz z zabudową instalacji IOS budowano nowe tory zasilań do tych instalacji poprzez zabudowę dodatkowych lub modernizacje istniejących transformatorów potrzeb ogólnych elektrowni. W większości elektrowni do zasilania nowych lub zmodernizowanych potrzeb ogólnych wykorzystywano istniejące połączenia z systemem elektroenergetycznym.

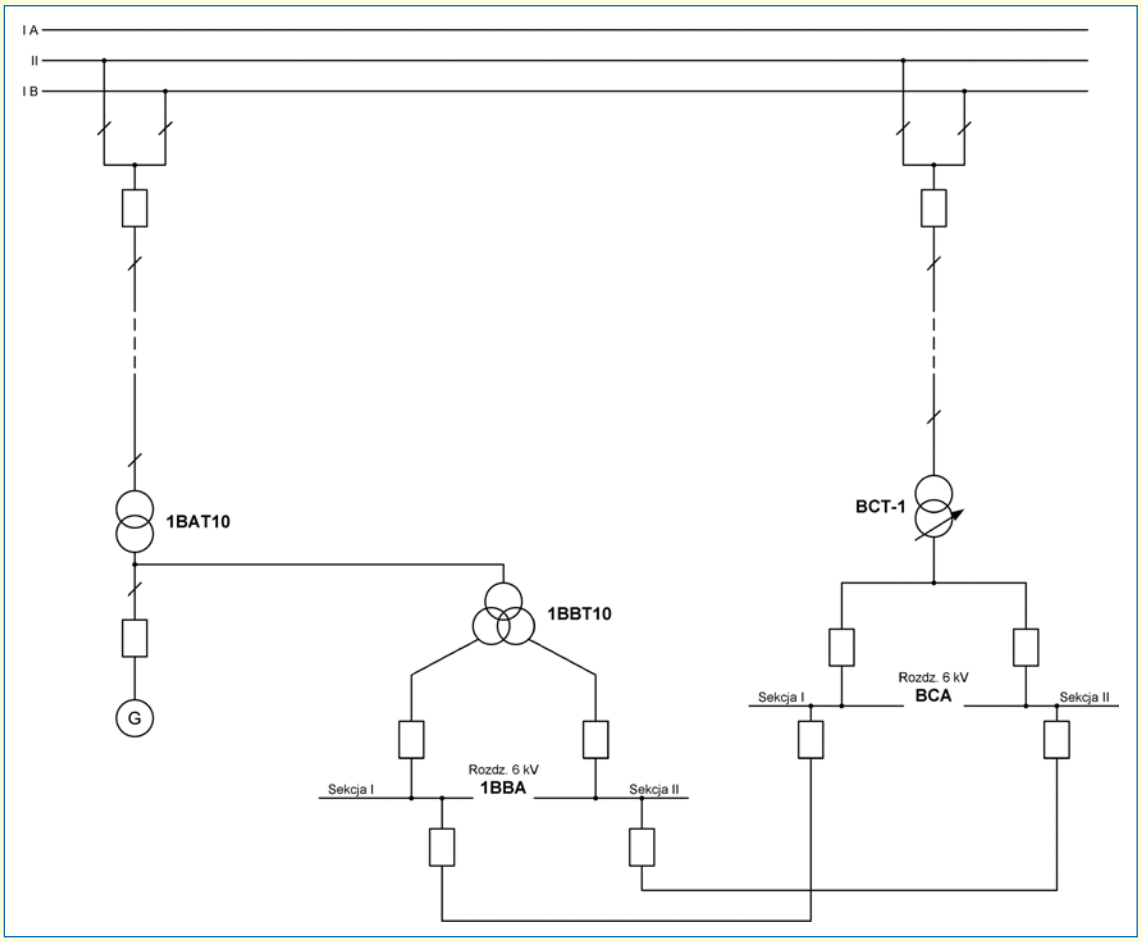
W ostatnich latach wystąpiły jednak poważne awarie sieciowe, w wyniku których zrewidowano istniejący pogląd, że zasilanie potrzeb ogólnych oraz limitująca pracą bloków energetycznych instalacja odsiarczania spalin mogą być przyłączone jedynie do zasilania zewnętrznego elektrowni. W przypadku dużej awarii sieciowej, której wystąpienie obarczone jest coraz większym prawdopodobieństwem, zasilanie potrzeb ogólnych może mieć kluczowe znaczenie dla utrzymania w ruchu elektrowni. Budowane obecnie bloki energetyczne i elektrownie wyposażane są w układy do bezpiecznego zrzutu obciążenia do potrzeb własnych, a zabudowywane na wyprowadzeniu mocy układy wyłączników i zasilania potrzeb własnych pozwalają na bezpieczną nieprzerwaną pracę nie tylko bloków energetycznych, ale i całej elektrowni w układzie wydzielonym od sieci.

Zapewnione jest także zasilanie urządzeń blokowych i potrzeb ogólnych elektrowni poprzez układ wyprowadzenia mocy z bloku w czasie jego postoju. Dlatego też podczas prac dostosowawczych do wymagań stawianych jednostkom wytwórczym i elektrowniom biorącym udział w obronie i odbudowie Krajowego Systemu Elektroenergetycznego, podczas awarii sieciowej w *Elektrowni Jaworzno III* zdecydowano się na zmianę sposobu zasilania potrzeb ogólnych elektrowni i zasilania urządzeń instalacji odsiarczania spalin. Uwzględniając doświadczenia zdobyte przy eksploatacji układu zasilania IOS z wyprowadzenia mocy bloków nr 9 i 12 w *Elektrowni Łaziska,* przygotowano niezależne tory zasilania potrzeb ogólnych z wyprowadzenia mocy bloków 1 i 6 *Elektrowni Jaworzno III*.

Modernizacja zasilania potrzeb ogólnych elektrowni (rys. 2), zrealizowana poprzez zabudowę wyłączników generatorowych bloków 1 i 6 oraz nowych niezależnych transformatorów potrzeb ogólnych i modyfikacje układów zabezpieczeń elektrycznych, doprowadziła do dużego uniezależnienia się *Elektrowni Jaworzno III* od zasilania zewnętrznego. Dotychczasowy układ zasilania




Rys. 2. Układ zasilania Potrzeb Ogólnych z wyprowadzenia mocy bloków 1 i 6 w *Elektrowni Jaworzno III*




Rys. 3. Przykładowy schemat zasilania potrzeb własnych bloku i ogólnych elektrowni z wykorzystaniem zasilania z wyprowadzenia mocy bloku (otwarty wyłącznik generatorowy i zamknięty wyłącznik sieciowy w polu blokowym jednostki wytwórczej)

z sieci wykorzystywany jest opcjonalnie i stanowi zabezpieczenie nowego układu zasilania z wyprowadzenia mocy. Zmiana układu zasilania spowodowała nie tylko wzrost bezpieczeństwa elektrowni w przypadku awarii sieciowej, ale i efekt zmniejszenia strat transformacji. Oprócz *Elektrowni Jaworzno III* i *Łaziska* podobny układ zasilania posiadają również: nowy blok 460 MW w *Elektrowni Łagisza, Elektrociepłownia Katowice* i *Elektrociepłownia Bielsko–Biała EC 2*. W przyszłości, w związku z coraz powszechniejszym stosowaniem wyłączników generatorowych oraz świadomością możliwych awarii sieciowych, a także koniecznością ograniczenia strat transformacji, układy zasilania potrzeb własnych bloków energetycznych i potrzeb ogólnych elektrowni (najczęściej oparte na pojedynczym transformatorze) budowane będą wyłącznie na wyprowadzeniu mocy z elektrowni.

Transformator zasilania potrzeb ogólnych przyłączony do sieci będzie jedynie rezerwowym torem zasilania elektrowni (rys. 3) w przypadkach szczególnych, takich jak:

- remont pola blokowego na rozdzielni wyprowadzenia mocy z jednostki wytwórczej (do zasilania urządzeń jednostki wytwórczej i elektrowni w czasie postoju bloku),
- awaria rozdzielni sieciowej lub awaria w polu wyprowadzenia mocy (do zasilania jednostki wytwórczej i elektrowni w czasie jej rozruchu lub po odstawieniu).

W *PKE S.A.,* oprócz działań związanych z reorganizacją zasilania potrzeb ogólnych w elektrowniach i elektrociepłowniach dla zapewnienia bezpieczeństwa zasilania elektrowni, prowadzono także działania zmierzające do zmniejszenia zużycia energii elektrycznej na potrzeby produkcji energii elektrycznej i ciepła. Spośród przeprowadzonych modernizacji proefektywnościowych na szczególną uwagę zasługują działania z regulacją pomp wody chłodzącej w elektrowniach *Łagisza*, *Łaziska* oraz modernizacje układów powietrza pierwotnego w elektrowniach *Łaziska* i *Siersza*.

Pod kątem zużycia energii elektrycznej najkorzystniejszym układem jest układ powietrza pierwotnego bez wentylatorów młynowych, czyli bez wentylatorów tłoczących gorące powietrze. Jednakże w istniejących elektrowniach z lat sześćdziesiątych i siedemdziesiątych doprowadzenie do takiego stanu, w którym zostałyby wyeliminowane wentylatory młynowe byłoby bardzo kosztowne i wiązałoby się daleko idącymi zmianami w urządzeniach pomocniczych kotłów.

Zbyt duży zakres prac modernizacyjnych i konieczność poniesienia dużych kosztów wymiany kanałów powietrza oraz dostosowania obrotowego podgrzewacza powietrza do zmodernizowanego układu, a także duże gabaryty nowego wentylatora, zmusiły do wypracowania innego rozwiązania.

Modernizacja układu powietrza pierwotnego sprowadziła się więc, w sensie merytorycznym, do nowego rozdziału przyrostu ciśnienia w układzie pomiędzy wentylatorem podmuchu i wentylatorami młynowymi. Zastosowane rozwiązanie zmierza do wyrównania przyrostów entalpii, jakie są realizowane w wentylatorze podmuchu oraz wentylatorach młynowych.

Przyrosty ciśnienia całkowitego odniesione do gęstości czynnika (przyrosty entalpii powietrza) wynoszą:

- wentylator podmuchu $\Delta i = 5708$ Pa kg/m$^3$
- wentylator młynowy $\Delta i = 6590$ Pa kg/m$^3$

Takie rozdzielenie przyrostu entalpii (w stosunku do poprzedniego układu) jest korzystniejsze pod względem energetycznym, gdyż lepiej jest uzyskiwać i realizować przyrost ciśnienia przy niższych temperaturach czynnika. Podczas modernizacji układów powietrza pierwotnego zastosowano wentylatory o wysokiej sprawności wewnętrznej oraz tak je dobrano, by móc uzyskiwać możliwe największy przyrost ciśnienia całkowitego przy niższej temperaturze powietrza. Przy czym najistotniejszy był wybór rozwiązania optymalnego pod kątem uzyskiwanych efektów energetycznych oraz poniesionych kosztów. Zmiany technologiczne w układzie powietrza pierwotnego nie wpłynęły negatywnie na pracę kotła, nie zmieniły jakości spalania oraz nie zmieniły dynamiki związanej z wymogami regulacji, a spowodowały zmniejszenie zużycia mocy potrzeb własnych bloku.

Prowadząc działania zmierzające do zapewnienia bezpieczeństwa pracy elektrowni, zmniejszania strat transformacji i obniżania zużycia energii elektrycznej na potrzeby własne w *PKE S.A.* prowadzi się ciągłe monitorowanie stanu bezpieczeństwa bloków energetycznych i elektrowni oraz przygotowuje wdrożenia systemu informatycznego on-line do monitorowania zużycia energii przez poszczególne jednostki wytwórcze i elektrownie. Niewątpliwie efektem tego procesu będą nowe działania optymalizacyjne pracy urządzeń produkcyjnych oraz połączeń zasilania.

***Elektrociepłownia Bielsko–Biała***

Bolesław Kardoliński,
*Dyrektor ds. Produkcji i Polityki Ekologicznej*

Jerzy Rusak
*Starszy Specjalista ds. Zasilania, Automatyki, Pomiarów i Zabezpieczeń*

# Doświadczenia z eksploatacji układów wody chłodzącej i chłodni kominowych w elektrowniach i elektrociepłowniach *PKE S.A.*

# Experience in Operation of Cooling Water Systems and Atmospheric Cooling Towers in *PKE S.A.* Power Plants and CHP Plants

Głównym zadaniem układu wody chłodzącej jest, jak wiadomo, skroplenie pary w kondensatorze. Pompy wody chłodzącej przetłaczają wodę przez skraplacz turbiny, urządzenia pomocnicze do chłodni kominowej, a następnie woda kanałem grawitacyjnym wraca na ssanie pomp. Zakres pracy bloków energetycznych centralnie dysponowanych od mocy minimalnej $P_{min}$ do mocy osiągalnej $P_{os}$ oraz ich uciepłownienie stworzyło warunki do optymalizacji pracy układów wody chłodzącej pod kątem ich energochłonności i sprawności.

W *Elektrowni Łaziska* na blokach o mocy 225 MW standardowo zainstalowane są dwie pompy o stałej wydajności, pracujące w zamkniętym układzie chłodzenia. Pierwotnie zakładano, że przy niskiej temperaturze wody chłodzącej i niskim obciążeniu cieplnym skraplacza, jedna z nich może zostać wyłączona. Jednak wyłączenie jednej z pomp przy istniejącej konstrukcji skraplacza i układzie chłodzenia urządzeń pomocniczych bloku powoduje zakłócenia w normalnej eksploatacji.

W roku 2004 podczas remontu kapitalnego bloku 225 MW nr 12 postanowiono wymienić jedną z pomp wody chłodzącej na pompę o zmiennej wydajności. Dobrano pompę firmy *SIGMA* 1400-BQDV-1290-36 o wydajności 2000-4000 kg/s. Pompa ta pracuje równolegle z istniejącą pompą o stałej wydajności 4236 kg/s.

Optymalne wykorzystanie możliwości regulacji przepływu wody przez skraplacz wymagało opracowania algorytmu i wprowadzenia automatycznej regulacji przepływu wody przez skraplacz dla danego obciążenia cieplnego skraplacza oraz temperatury wody chłodzącej.

Istota rozwiązania automatycznej regulacji przepływu wody przez skraplacz polega na wyznaczeniu wielkości próżni w skraplaczu, po przekroczeniu której nie następuje już dalszy spadek entalpii pary w turbinie.

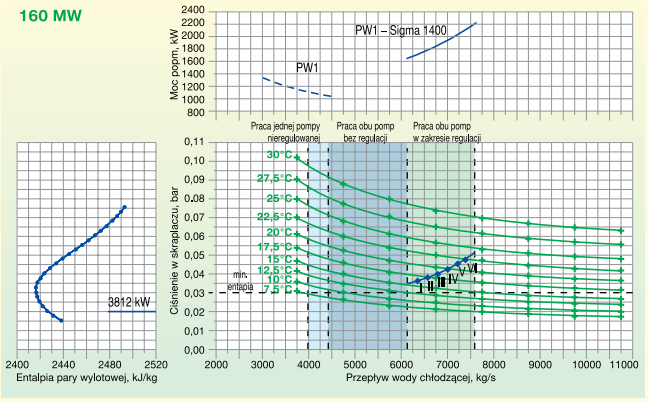
Znając przebieg ekspansji w turbinie wyznaczono entalpię pary wylotowej z NP w zależności od obciążenia turbiny i ciśnienia w skraplaczu. Z charakterystyki tej wynika, że dla każdego obciążenia istnieje jeden punkt minimalnej entalpii pary wylotowej (maksymalnej sprawności wewnętrznej). Obniżenie ciśnienia w skraplaczu poniżej tego punktu powoduje spadek sprawności.

Następnym krokiem było wyznaczenie optymalnej próżni dla danego obciążenia turbiny, temperatury wody chłodzącej oraz stanu technicznego skraplacza.

Optymalna próżnia oznacza taką wielkość, której zwiększenie powodowałoby zużycie większej ilości energii na pompowanie wody chłodzącej niż uzyskana moc turbiny w wyniku obniżenia próżni w skraplaczu.

Znając charakterystyki poboru mocy silników w zależności od przepływu wody chłodzącej przez pompę oraz krzywe wielkości spadku entalpii w turbinie w zależności od wielkości próżni, wyznaczono krzywą równowagi pomiędzy wielkością próżni, przy której dalszy wzrost wymaga większej mocy na pompowanie wody chłodzącej niż moc uzyskana w turbinie przy dalszym spadku próżni.

Przykładową charakterystykę pomp wody chłodzącej, entalpii pary wylotowej oraz charakterystyki skraplacza dla 160 MW przedstawiono na rysunku 1.




Rys. 1. Charakterystyka pomp wody chłodzącej, entalpii pary wylotowej oraz charakterystyki skraplacza dla 160 MW

Na podstawie krzywych regulacji pomp wyznaczono algorytm automatycznej regulacji. Wyznaczone wielkości zostały zaprogramowane w module, który w zależności od obciążenia bloku i temperatury wody chłodzącej steruje pracą pompy o zmiennej wydajności. Pomiary poremontowe wykonano przy temperaturze wody chłodzącej 14,5°C – 17,3°C (średnia 15,8°C) w zakresie mocy turbozespołu od maksymalnej do około 124 MW. Praca z regulowaną wydajnością pompy w porównaniu z pracą obu pomp o stałym przepływie dała poprawę sprawności pracy turbozespołu (bloku) 0,22 – 0,68%, co odpowiada zużyciu ciepła 18 – 58 kJ/kWh lub zwiększeniu mocy turbozespołu w zakresie 500 – 840 kW.

Dodatkowo obsługa turbiny posiada wystarczające informacje, by podjąć próbę poprawnej korekty przepływu wody przez skraplacz wykorzystując system SAT (System Analiz Technicznych).

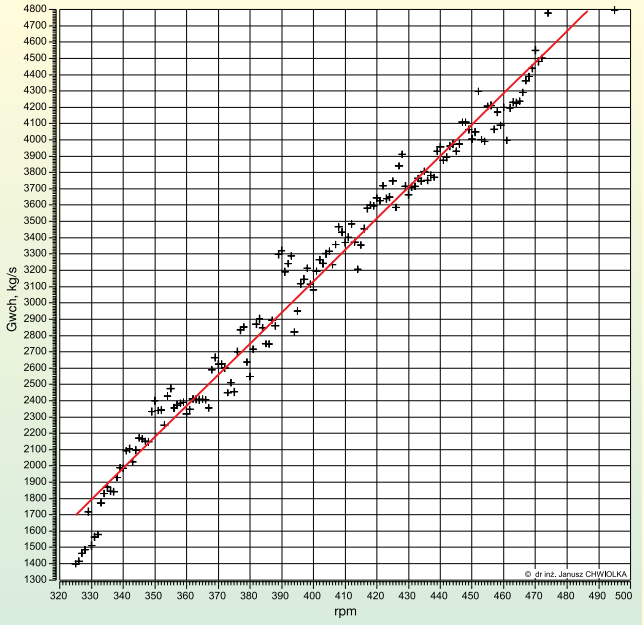
Od czasu uruchomienia pompy nie stwierdzono występowania oznak kawitacji, pompa pracuje równomiernie. Producent dopuścił pompę do pracy z kątem ustawienia łopat do 12°, co dało przyrost wydajności oraz umożliwiło poprawę sprawności także przy dużych mocach i wyższych temperaturach wody chłodzącej.

W innym przypadku po zabudowaniu na bloku nr 6 i 7 w *Elektrowni Łagisza* wymienników ciepłowniczych o mocy cieplnej 150 MW zmieniły się warunki pracy turbiny. Załączenie do pracy wymiennika ciepłowniczego, który pobiera parę z przelotni turbiny część SP-NP, czy też praca bloku w okolicach minimum technicznego powoduje zmniejszenie przepływu pary do części NP, a co za tym idzie częściowe odciążenie cieplne skraplacza. Z tego wynika, że przy zmniejszonym przepływie pary jest wymagana mniejsza ilość wody chłodzącej. Zjawisko to zostało poddane analizie techniczno-ekonomicznej, w wyniku czego postanowiono wprowadzić układ regulacji przepływu wody chłodzącej przez skraplacz poprzez zmianę prędkości obrotowej pompy za pomocą pionowego sprzęgła hydrokinetycznego.

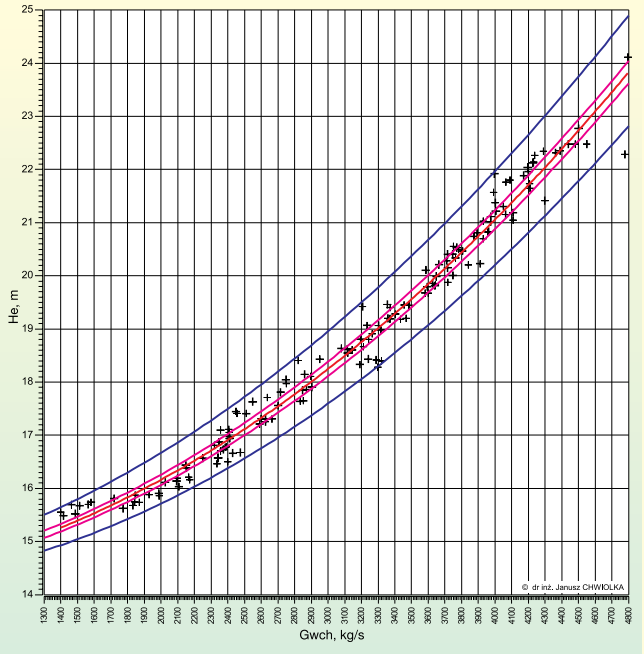
Rys. 2. Silnik i sprzęgło hydrokinetyczne pompy wody chłodzącej

Dla potrzeb regulacji przepływu wody zostało zastosowane specjalne wolnobieżne, pionowe sprzęgło hydrokinetyczne firmy *VOITH TURBO* typu MDC, które zostało zabudowane w roku 2006 na bloku nr 7 i w roku 2007 na bloku nr 6. Sprzęgło to zamontowane jest pomiędzy silnikiem a wirnikiem pompy chłodzącej (rys. 2).

## Charakterystyki regulacyjne pompy po zabudowie sprzęgła typu MDC




Rys. 3. Wydajność w funkcji obrotów



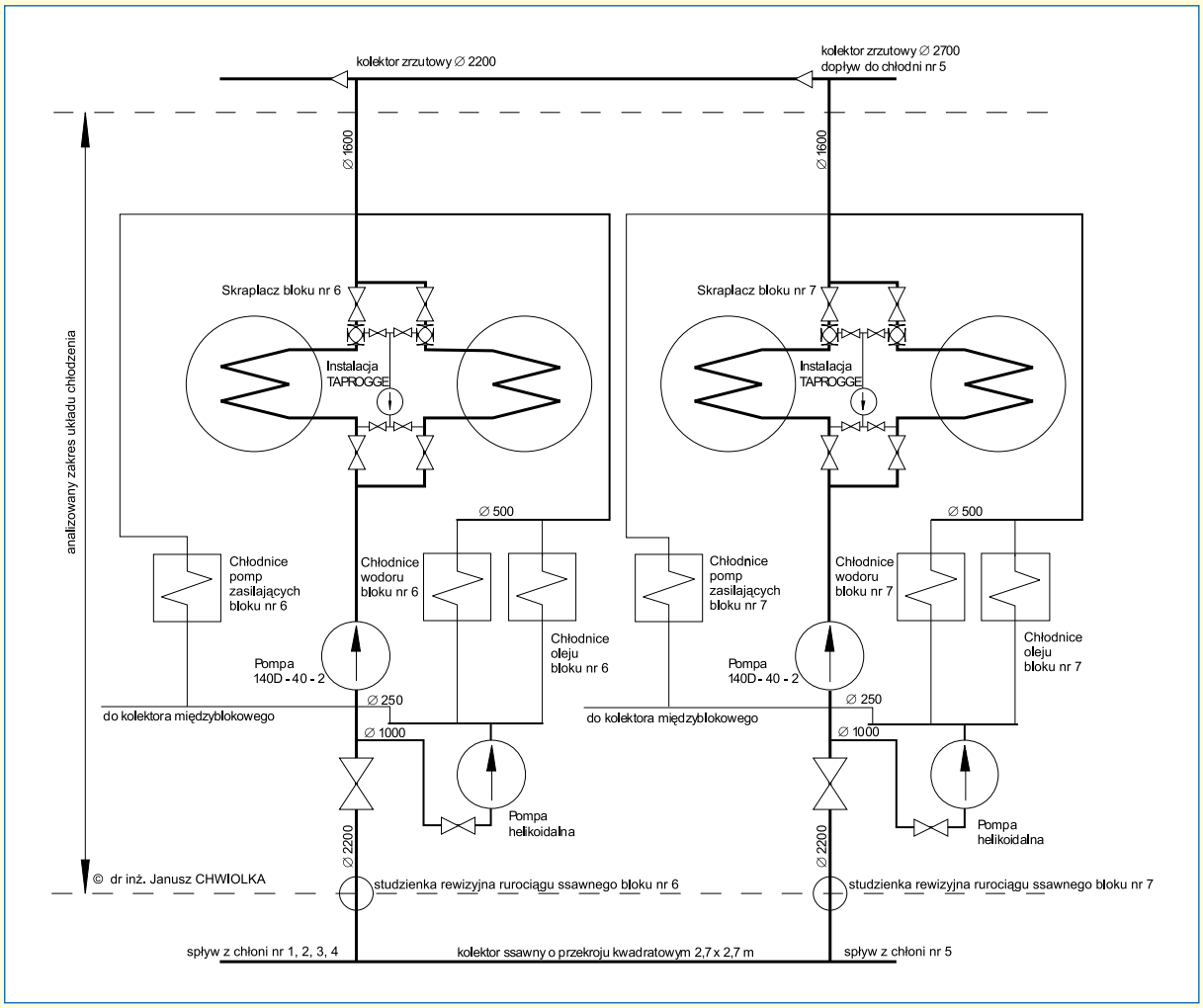

Rys. 4. Ciśnienie w funkcji przepływu

Z analiz wynikało, że przy przepływie pary przez część NP na poziomie 20% przepływu znamionowego i wysterowaniu się układu regulacji do wyznaczonego minimum będzie konieczna zabudowa dodatkowej pompy. Dobrano pompę 30A40, która bezpośrednio tłoczy wodę do chłodnic wodoru, chłodnic oleju, chłodnic pomp zasilających. Układ taki pozwolił odstroić się od zasadniczego układu regulacji oraz ustabilizował pracę tych urządzeń, zwłaszcza w okresie letnim. Na podstawie obserwacji działania układu wody chłodzącej, a w szczególności chłodnic wodoru, można stwierdzić, iż nastąpiła znaczna poprawa pracy tych urządzeń. Średnio temperatura wodoru obniżyła się o ok. 5 K.

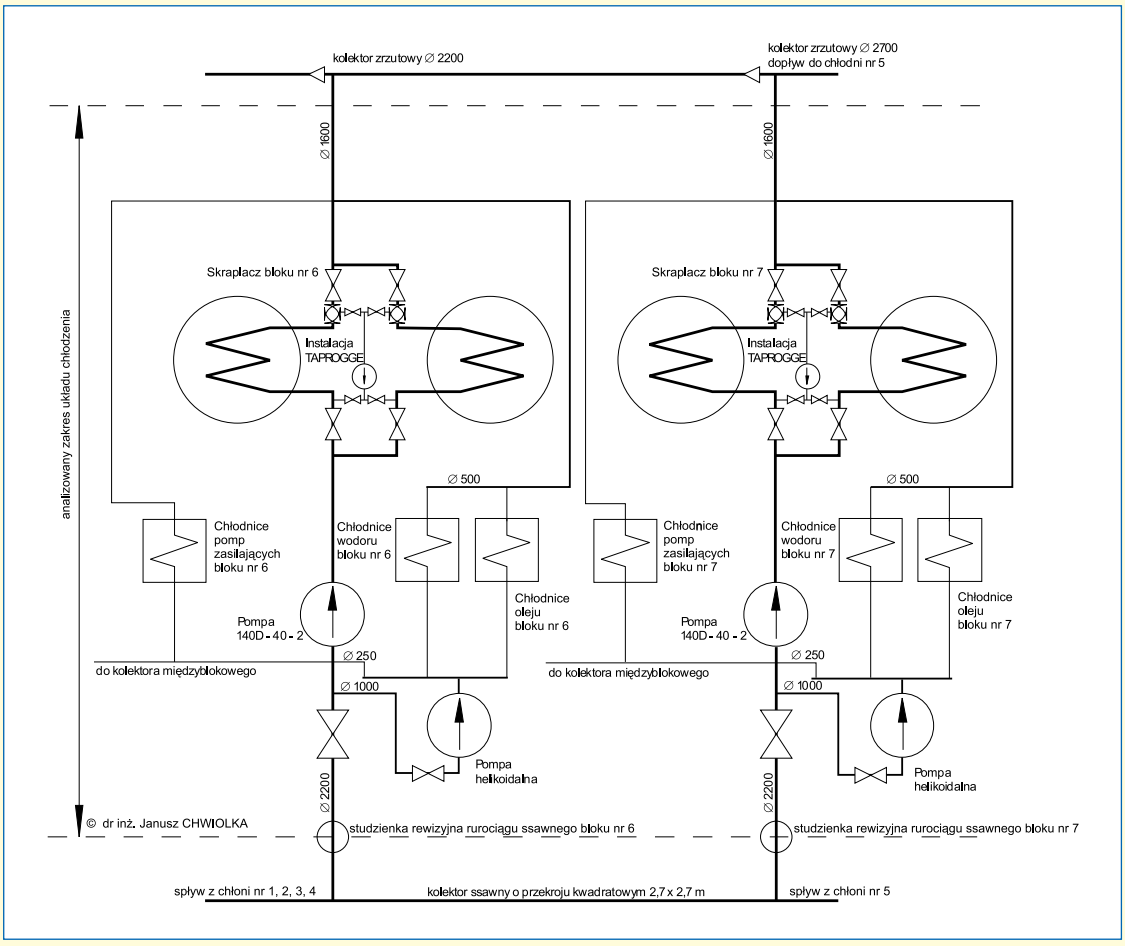
Regulacja przepływem wody chłodzącej jest realizowana poprzez dwa układy regulacji – układ regulacji podstawowy oraz układ regulacji nadrzędny. Podstawowy układ regulacji wykorzystuje sterownik Simatic S7-300/CPU313C, którego zadaniem jest kontrola i stabilizacja obrotów pompy na zadanym poziomie oraz kontrola poprawnej pracy sprzęgła i niedopuszczenie do mechanicznego uszkodzenia jego elementów.

Podstawowym zadaniem nadrzędnego układu regulacji, który został zbudowany z wykorzystaniem sterownika Simatic S7-400/CPU416, jest wypracowanie sygnału sterującego optymalnej prędkości obrotowej wirnika pompy chłodzącej i przekazanie go do układu podstawowego. Sygnał optymalnej prędkość obrotowej pompy jest funkcją sprawności energetycznej wytwarzania energii elektrycznej bloku netto, gdzie argumentem tej funkcji jest strumień wody chłodzącej.

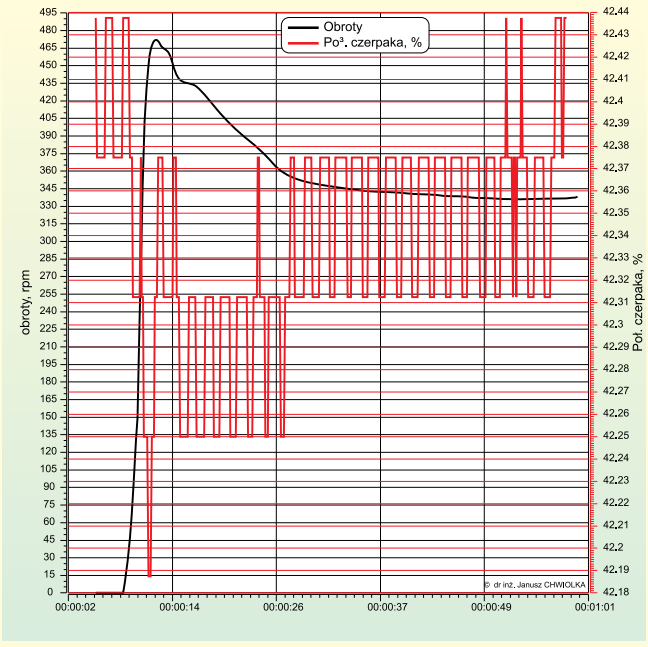
Zabudowa sprzęgła hydrokinetycznego na pompie pozwala unikać udarów prądu rozruchowego silnika pompy poprzez możliwość uruchamiania go na biegu jałowym. Płynne uruchomienie pompy nie doprowadza również do udarów hydraulicznych, co ma korzystny wpływ na skraplacz jak i na samą pompę.




Rys. 5. Układ wody chłodzącej przed modernizacją




Rys. 6. Układ wody chłodzącej po modernizacji




Rys. 7. Proces uruchamiania pompy wody chłodzącej

Zastosowane i opisane rozwiązania pozwoliły osiągnąć następujące korzyści ekonomiczne i eksploatacyjne:

- zwiększenie sprawności bloku netto poprzez optymalną eksploatację końcowych stopni turbiny oraz zmniejszenie energii pobieranej na potrzeby własne bloku (zmniejszenie poboru mocy przez silnik pompy),
- korzyści wynikające z wydłużenia okresu międzyremontowego dla:
  - wirników pomp wody chłodzącej – poprzez wyeliminowanie kawitacji, zlikwidowanie udarów rozruchowych,
  - chłodni kominowych – poprzez zmniejszenie obciążenia wodnego tych chłodni, zmniejszenie możliwości oblodzenia chłodni zwłaszcza w okresie zimowym,
  - skraplaczy – poprzez wyeliminowanie udarów hydraulicznych oraz poprzez zmniejszenie zużycia rurek przy wolniejszym przepływie wody,
- zmniejszenie prądów rozruchowych silnika pompy (rozruch do pracy jałowej),
- zmniejszenie strat wentylacji i zawirowań w części NP turbiny.

Po wdrożeniu przedstawionych układów wody chłodzącej została wykazana zasadność prowadzenia tego typu modernizacji.

Godne polecenia są również technologie ochrony rurociągów wody chłodzącej zastosowane w elektrowniach *PKE*. Należą do nich ochrona katodowa wewnętrznych powierzchni rurociągów i cementacja – metoda nakładania cienkiej warstwy na bazie zaprawy cementowej.

Ochrona katodowa jest to technika aktywnej elektrochemicznej ochrony przeciwkorozyjnej polegająca na bezpośrednim oddziaływaniu na mechanizm i kinetykę procesów korozyjnych poprzez wymuszenie zmiany potencjału wewnętrznych powierzchni rurociągów w kierunku elektroujemnych wartości, zwana polaryzacją katodową. Zmianę potencjału osiąga się przez generowanie z zewnętrznego źródła niewielkiego prądu stałego przy zastosowaniu pomocniczej anody. System jest stosowany od kilkunastu lat. Obliczona szybkość korozji stali, liczona od chwili włączenia ochrony katodowej, wskazuje na ok. 6-krotnie mniejsze ubytki korozyjne.

Jednoczesne zastosowanie tych technologii pozwoliło praktycznie wyeliminować awarie i zabezpieczyło rurociągi przed korozją (rys. 8).

Poza przedstawionymi powyżej przykładami z doświadczeń z eksploatacji układów wody chłodzącej w elektrowniach i elektrociepłowniach *PKE* były przeprowadzone liczne prace polegające między innymi na całkowitym usunięciu płyt oraz rurociągów azbestowo–cementowych w chłodniach kominowych, zmodernizowano lub wymieniono zraszalniki, wprowadzono wodorozdział, zamontowano eliminatory unosu, zmodernizowano instalację przeciw obmarzaniu, zabudowano kurtyny.

Rys. 8. Ochrona katodowa połączona z cementacją

Kompleksowe podejście do zagadnienia eksploatacji układów wody chłodzącej w elektrowniach i elektrociepłowniach *PKE* pozwoliło ponadto zmniejszyć skutki oddziaływania na środowisko naturalne poprzez poprawę sprawności przemiany energii chemicznej, co w konsekwencji ograniczyło ilość zanieczyszczeń wprowadzanych do atmosfery. Przeprowadzone modernizacje przyczyniły się również do zmniejszenia ilości zużywanej wody i ograniczenia hałasu.

*Elektrownia Halemba*

Dariusz Niemiec
*Dyrektor ds. Handlowych*

# Formy handlu ciepłem w *Południowym Koncernie Energetycznym S.A.*

## Forms of Heat Trade in *PKE S.A.*

Wytwarzane ciepło jest drugim, po energii elektrycznej, produktem będącym efektem działalności gospodarczej prowadzonej w elektrowniach i elektrociepłowniach *Południowego Koncernu Energetycznego S.A.*

Udział produkcji ciepła *PKE S.A.* w krajowym rynku ciepła wynosi około 3%. Źródła ciepła Koncernu zasilają odbiorców na rynkach ciepła w trzech województwach: śląskim w 16%, małopolskim w 1% i opolskim w 12%.

Rynkiem ciepła są obszary miast i gmin: Bielsko-Biała, Będzin, Czechowice–Dziedzice, Czeladź, Dąbrowa Górnicza, Jaworzno, Katowice, Kędzierzyn – Koźle, Łaziska Górne, Mysłowice, Ruda Śląska, Siemianowice Śląskie i Trzebinia. Rynek ciepła tych miast zasilają również inni wytwórcy ciepła, będący konkurencją dla *PKE*. Sprzedaż ciepła do odbiorców odbywa się przede wszystkim poprzez przedsiębiorstwa świadczące usługi przesyłania i dystrybucji ciepła. Sprzedajemy również ciepło bezpośrednio do odbiorcy końcowego, szczególnie zakładom przemysłowym, do celów technologicznych.

Ciepło sprzedajemy w postaci wody gorącej i pary wodnej. Sprzedaż prowadzi się na podstawie umów rocznych lub wieloletnich. Podpisywane są one z odbiorcami ciepła ze źródeł wytwarzania i zawierają ceny podane w taryfach, które zatwierdza Prezes Urzędu Regulacji Energetyki.

Zawieraniem umów na sprzedaż ciepła, bilansowaniem produkcji i zapotrzebowania ciepła, opracowywaniem i przedkładaniem do zatwierdzenia przez Prezesa URE taryf dla ciepła oraz korespondencją z tym związaną, zajmuje się Wydział Sprzedaży Ciepła Pionu Handlowego w Centrum Zarządzania *PKE S.A.* Wydział ten funkcjonuje od początku działalności Koncernu.

Działalność gospodarcza *PKE S.A.* w zakresie wytwarzania oraz przesyłania i dystrybucji ciepła prowadzona jest na podstawie koncesji udzielonych przez Prezesa URE. Koncesji takich wymaga ustawa *Prawo energetyczne*.

Do końca czerwca 2001 r. ciepło wytworzone we wszystkich źródłach Koncernu było sprzedawane na podstawie taryf dla ciepła zatwierdzonych dla poszczególnych elektrowni i elektrociepłowni. Od dnia 1 lipca 2001 r. zaczęła obowiązywać taryfa dla ciepła *PKE S.A.* zatwierdzona przez Prezesa URE.

Opracowywanie, ustalanie i zatwierdzanie taryf dla ciepła w latach 2001–2010 wykonywano na podstawie ustawy *Prawo energetyczne* i zmieniających się postanowień przepisów wykonawczych w sprawie szczegółowych zasad kształtowania i kalkulacji taryf oraz rozliczeń z tytułu zaopatrzenia w ciepło.

W związku z powyższym opracowywanie taryf dostosowywano do wprowadzanych zmian i ograniczeń, zwłaszcza że wszystkie źródła ciepła Koncernu pracują w skojarzeniu i kalkulacje cen ciepła dla poszczególnych elektrowni i elektrociepłowni były sporządzane na podstawie planowanych kosztów operacyjnych oraz planowanego obniżenia produkcji energii elektrycznej spowodowanego poborem pary z turbin przez urządzenia i instalacje służące do wytwarzania ciepła sprzedawanego odbiorcom.

*PKE S.A.* jest jedną z pierwszych firm energetycznych w kraju, która w 2008 r. miała zatwierdzoną taryfę dla ciepła z uwzględnieniem uzasadnionego zwrotu z kapitału zaangażowanego.

Średnia cena ciepła (taryfa jednoczłonowa) za 2009 r. ze źródeł *PKE* wynosi 25,00 zł/GJ, a średnia krajowa cena ciepła wg zatwierdzonych taryf w 2009 r. wynosi 29,59 zł/GJ (*Biuletyn URE* nr 3 (71) z dnia 4 maja 2010 r.), a zatem cenę Koncernu można uznać za konkurencyjną.

Elektrownie i elektrociepłownie wchodzące obecnie w skład *PKE S.A.* posiadały w 2000 roku moc cieplną osiągalną ogółem 2710,1 MW, natomiast w 2010 roku 2077,7 MW, co stanowi obniżenie o 632,4 MW, czyli 23,33 %. Zamówiona przez odbiorców moc cieplna z tych źródeł wynosiła w 2000 roku 1449,8 MW, a na 2010 rok 1136,1MW, co stanowi zmniejszenie o 313,7 MW, tj. 21,63%. Pomimo zmniejszenia osiągalnej mocy cieplnej o 632,4 MW stopień wykorzystania mocy osiągalnej uległ nieznacznej poprawie, jako że wynosił on w 2000 roku 53,48%, a w 2010 roku 54,68%. Roczna sprzedaż ciepła w 2001 r. wynosiła 12 359 465 GJ, a w 2009 roku 8 983 533 GJ, a zatem odnotowano spadek o 3 375 932 GJ, tj. o 27,3%.

Systematyczny spadek zamawianej przez odbiorców mocy cieplnej i ciepła (rok do roku) wynika z prowadzonych termomodernizacji budynków oraz podwyższania się średniorocznej temperatury otoczenia.

Jak już wspomniano, znaczącym rynkiem zbytu ciepła wytworzonego przez źródła Koncernu jest rynek miast Górnego Śląska i Zagłębia Dąbrowskiego. Na tym terenie działają jedne z największych w kraju przedsiębiorstwa przesyłania i dystrybucji ciepła, które kupują ciepło wytworzone w *PKE S.A.*

Udziały poszczególnych firm przesyłowych i dystrybucyjnych w sprzedawanym cieple wynoszą odpowiednio:

- *Przedsiębiorstwo Energetyki Cieplnej Katowice S.A.* w Katowicach – 26%,
- *Przedsiębiorstwo Komunalne „THERMA" Spółka z o.o.* w Bielsku-Białej – 25%,
- *Przedsiębiorstwo Energetyki Cieplnej w Dąbrowie Górniczej S.A.* – 11%,
- *Spółka Ciepłowniczo-Energetyczna Jaworzno III Spółka z o.o.* w Jaworznie – 12%,
- *Przedsiębiorstwo Energetyki Cieplnej Spółka z o.o.* w Tychach – 2%.

Od 2004 r. regulacje w zakresie dostarczania ciepła na cele ogrzewania obiektów legislator przekazał odbiorcy ciepła, a zatem rozpoczęcie i przerwanie dostarczania ciepła do sieci ciepłowniczej należy do niego. Sezon grzewczy nie jest zdefiniowany miesiącami. Rozpoczęcie i przerwanie dostaw ciepła może nastąpić nawet w miesiącach letnich, jak to miało miejsce np. w maju i czerwcu 2010 r. Taki stan prawny nawet w przypadku gwarantowanej przerwy w dostarczaniu ciepła w miesiącach letnich, podanej w przepisach i umowie, powoduje konieczność utrzymywania urządzeń wytwórczych w pełnej gotowości.

Wolumen sprzedaży ciepła w sezonie grzewczym i poza nim zależał głównie od warunków atmosferycznych i izolacyjności budynków, stopnia wyposażenia w urządzenia regulujące komfort cieplny pomieszczeń, a także budżetu odbiorcy końcowego ciepła lub wielkości produkcji kontrahentów zużywających ciepło na cele technologiczne-produkcyjne.

W 2004 r. podjęliśmy działania mające na celu obniżenie kosztów wytwarzania i rozszerzenia rynków ciepła, w wyniku czego w *Elektrociepłowni Katowice* i *Elektrowni Łagisza* obniżono cenę ciepła o ponad 5%, a w pozostałych źródłach utrzymano na dotychczasowym poziomie. Pomimo podjętych działań sprzedaż ciepła ogółem nie wzrosła. W tym przypadku, cena ciepła i jej konkurencyjny poziom, w stosunku do innych wytwórców, nie stała się zachętą do wzrostu zakupu ciepła.

Zwiększenie sprzedaży ciepła z źródeł *PKE S.A.* mogłoby nastąpić po modernizacji sieci ciepłowniczych przedsiębiorstw świadczących usługi przesyłania i dystrybucji, a mianowicie przystosowania obecnych sieci promieniowych do pierścieniowych, które umożliwiają zakup ciepła od wybranego wytwórcy.

Ciągłą dostawę ciepła do sieci pierścieniowej może prowadzić kilku dostawców, pod warunkiem spełniania parametrów nośnika ciepła. W sieci pierścieniowej mogłaby się sprawdzić zasada TPA.

Rynek ciepła w rejonie działania źródeł *PKE S.A.* charakteryzuje się dużą różnorodnością. Działa na nim wielu wytwórców i dystrybutorów ciepła. Dużo ciepła wytwarzane jest w małych, nieefektywnych i niezbyt przyjaznych dla środowiska źródłach, a nie w wysokosprawnych i spełniających wymogi ekologiczne, do których zalicza się źródła *PKE S.A.*

Do Wydziału Sprzedaży Ciepła *PKE* zgłaszali się potencjalni odbiorcy, chętni do zakupu ciepła ze źródeł Koncernu. Głównym ich motywem zmiany dostawcy – wytwórcy była cena ciepła z *PKE*, która była zdecydowanie niższa od ceny dotychczasowego dostawcy.

Sprzedaż ciepła, w odróżnieniu od sprzedaży energii elektrycznej, uzależniona jest od odbiorcy lokalnego oraz połączenia go sieciami cieplnymi z wytwórcą. Pozyskanie, a nawet utrzymanie rynków zbytu ciepła utrudniają:

- wysoka cena za usługi przesyłania ciepła przez przedsiębiorstwa przesyłające,
- brak rozwoju sieci ciepłowniczych przedsiębiorstw przesyłających ciepło, mimo konkurencyjnych cen sprzedaży wytworzonego ciepła w źródłach *PKE S.A.*

Wydział Sprzedaży Ciepła prowadzi bieżące analizy poziomu kosztów wytwarzania ciepła oraz uczestniczy w rozwiązywaniu zagadnień związanych z transportem ciepła do odbiorcy końcowego, w celu pozyskania bądź utrzymania rynku ciepła.

*PKE S.A.* sprzedaje ciepło do 18 kontrahentów, z czego 11 to przedsiębiorstwa handlu ciepłem, świadczące jednocześnie usługi przesyłania i dystrybucji ciepła. Do nowoczesnych firm handlu ciepłem zakupowanym z Koncernu można zliczyć wspomniane już pięć firm, a mianowicie:

- *Przedsiębiorstwo Energetyki Cieplnej Katowice S.A.* w Katowicach,
- *Przedsiębiorstwo Komunalne „THERMA" Spółka z o.o.* w Bielsku-Białej,
- *Przedsiębiorstwo Energetyki Cieplnej w Dąbrowie Górniczej S.A.*
- *Spółka Ciepłowniczo-Energetyczna Jaworzno III Spółka z o.o.* w Jaworznie,
- *Przedsiębiorstwo Energetyki Cieplnej Spółka z o.o.* w Tychach.

Wymienione przedsiębiorstwa mają w większości zautomatyzowane węzły cieplne oraz centralną regulację parametrów sieci ciepłowniczych przesyłowych i rozdzielczych.

Wprowadzany centralny system informacji i udostępniania danych w zintegrowanej formie, między innymi dla działów handlowych, daje możliwość lepszego planowania zakupu i handlu ciepłem. Układy pomiarowo-rozliczeniowe dostarczanego ciepła działają w systemie on-line.

*PKE S.A.* udostępnia kontrahentom swoje układy pomiarowo-rozliczeniowe w źródłach ciepła, w celu ciągłego, zdalnego przesyłania wskazań tych układów (monitoring jakości dostawy ciepła).Do przekazywanych parametrów należą:

- temperatury na zasilaniu i powrocie sieci ciepłowniczych,
- ciśnienia na zasilaniu i powrocie sieci ciepłowniczych,
- natężenia przepływu nośnika ciepła na zasilaniu i powrocie sieci ciepłowniczych,
- wskazania i stany ciepłomierzy rozliczeniowych,
- wskazania i stany liczników wody uzupełniającej w zakresie strat nośnika ciepła w sieciach ciepłowniczych.

Współpraca ta zapewnia komfort cieplny i zadowolenie odbiorcom *PKE S.A.*

Dariusz Niemiec
*Dyrektor ds. Handlowych*

# Współpraca *PKE S.A.* z Operatorem Sieci Przesyłowej
## Nowoczesne formy handlu energią elektryczną i ciepłem

# Cooperation between *PKE S.A.* and Transmission System Operator.
## Modern Forms of Electric Energy and Heat Trade

Usytuowanie elektrowni i elektrociepłowni jest wypadkową dostępności paliwa, złożoności sieci elektroenergetycznej (jak najłatwiejsze – pod względem elektrycznym – wyprowadzenie mocy), odległości od dużych lub ważnych odbiorców.

Szczególnie widoczne jest to na terenie aglomeracji górnośląskiej, na którym występuje największe w Polsce zagęszczenie kopalni węgla kamiennego, zakładów przemysłu ciężkiego, źródeł wytwarzania, sieci przesyłowej i rozdzielczej oraz odbiorców końcowych. Śląską sieć elektroenergetyczną cechuje ogromne skomplikowanie (nawet w skali europejskiej), a co za tym idzie prowadzenie stabilnego ruchu takiego układu nastręcza wiele problemów.

Nagromadzenie generatorów dużej mocy skupionych na małym obszarze i włączonych do sieci o bardzo krótkich liniach przesyłowych i rozdzielczych powoduje przekroczenie bezpiecznych poziomów mocy zwarciowych na szynach w stacjach 110, 220 i 400 kV, co skutkuje brakiem możliwości wyłączenia prądu zwarciowego przez wyłączniki w czasie trwania zakłócenia w sieci. W związku z tym, w celu ograniczenia poziomów mocy zwarciowych wprowadzono, unikatowy na skalę europejską, tzw. układ sekcjonowania sieci elektroenergetycznej.

Jednocześnie nagromadzenie ważnych i dużych odbiorców komplikuje proces likwidacji sytuacji awaryjnych i stanów deficytów mocy (wprowadzanie tzw. stopni zasilania) na obszarze województw opolskiego, śląskiego i małopolskiego.

W związku z opisanymi utrudnieniami operatorzy handlowo-techniczni *PKE S.A.* muszą na bieżąco uwzględniać stan sieci odpowiedzialnej za wyprowadzenie mocy Jednostek Wytwórczych (JW) oraz ściśle współpracować ze służbami ruchowymi Operatora Sieci Przesyłowej (OSP), w celu właściwego doboru JW pod względem handlowym (najtańsze JW) oraz technicznym (zapewnienie poziomu generacji, wymaganego dla bezpieczeństwa pracy *KSE*).

## Elektrownie i elektrociepłownie *PKE S.A.* w kontekście pracy sieci elektroenergetycznej i doboru strategii handlowej

Wszystkie jednostki wytwórcze (JW) *Południowego Koncernu Energetycznego S.A.*, niezależnie od mocy maksymalnej, znajdują się w bardzo ważnych punktach sieci przesyłowej lub dystrybucyjnej Krajowego Systemu Elektroenergetycznego (KSE).

Jednostki wytwórcze *PKE S.A.* podzielone są na dwie główne grupy:

- Jednostki Centralnie Dysponowane (JWCD) – przyłączone do sieci 400, 220 i 110 kV oraz
- Jednostki Niecentralnie Dysponowane (nJWCD) – przyłączone do sieci 110 kV i średnich napięć.

W pierwszej grupie znajdują się JW elektrowni: *Jaworzno III*, *Łagisza, Łaziska, Siersza.*

W drugiej grupie znajdują się JW elektrowni i elektrociepłowni: *Katowice, Halemba, Jaworzno II, Bielsko-Biała I* i *II*, *Blachownia*.

Sieci elektroenergetyczne, do której przyłączone są JW *PKE S.A.*, spełniają szereg ważnych funkcji.

Podstawowym zadaniem sieci przesyłowej i dystrybucyjnej (dawniej zwanej rozdzielczą) jest dostarczenie energii elektrycznej, wytworzonej w Jednostkach Wytwórczych (JW) do odbiorcy końcowego. Dodatkowym wymogiem jest to, aby energia elektryczna dostarczona do odbiorcy spełniała określone parametry techniczne (zawartość wyższych krzywych harmonicznych, poziom i odchyłki napięcia, odpowiednia częstotliwość, odpowiedni kształt krzywej napięcia i prądu, odpowiedni poziom niezawodności dostarczania, itd.). Spełnienie wymienionych wymagań jest trudne ze względu na dynamicznie zmieniającą się sytuację ruchową Krajowego Systemu Elektroenergetycznego (KSE), pogarszający się stan urządzeń elektroenergetycznych, niedoinwestowanie sieci, itd.

W wyniku tego Operator Sieci Przesyłowej (OSP) i Operatorzy Sieci Dystrybucyjnych (OSD) muszą w takich warunkach zapewnić dostawę energii elektrycznej lub ciepła do odbiorców. W związku z tym tworzy się plany pracy poszczególnych sieci, w których uwzględnia się tzw. ograniczenia sieciowe i przedstawia się propozycje zmniejszenia ich wpływu na pracę sieci elektroenergetycznej, np. poprzez odpowiedni poziom generacji w węźle elektroenergetycznym. Dlatego w planie pracy sieci elektroenergetycznej określa się minimalny i maksymalny poziom generacji (wytwarzania) w poszczególnych punktach sieci elektroenergetycznej (w stacjach elektroenergetycznych), dokonuje się obliczeń rozpływów mocy w gałęziach sieci elektroenergetycznej, przedstawia się warianty układowe pracy sieci z uwzględnieniem koniecznych wyłączeń i postojów.

Wszystkie wspomniane czynniki mają bezpośredni wpływ na liczbę pracujących JW *PKE S.A.* oraz na wypracowanie przez służby handlowe strategii na rynku energii elektrycznej. Dlatego tak ważna jest umiejętność połączenia wiedzy technicznej związanej z wytwarzaniem energii elektrycznej oraz wiedzy zaczerpniętej z rynków finansowych lub towarowych.

Niestety strategie handlowe często kłócą się z technicznymi wymaganiami sieci, na przykład nie można wprowadzić do ruchu dodatkowego bloku (bloku atrakcyjnego kosztowo), ponieważ występuje ograniczenie maksymalnej generacji w węźle KSE spowodowane niską przepustowością sieci (wyłączenia linii, remonty transformatorów sprzęgających, wysokie temperatury otoczenia). Innym przypadkiem jest sytuacja, gdy nie można odstawić bloku z wysokimi kosztami produkcji, gdyż Operator Sieci (Przesyłowej lub Dystrybucyjnej) poleca utrzymanie tej JW w ruchu ze względu na zachowanie wymaganego poziomu generacji mocy czynnej (bilans zapotrzebowania i produkcji w KSE, utrzymanie poziomu częstotliwości w sieci) lub biernej (utrzymanie poziomów napięć).

Wydziały handlowe *PKE S.A.* od początku swojego istnienia (od roku 2001) zauważały złożoność procesu decyzyjnego związanego z optymalizacją pracy podległych im JW. Skomplikowanie sieci i związane z tym problemy techniczne oraz aspekty rynkowe postawiły przed nowymi strukturami handlowymi wiele nowych wyzwań i zadań. Pojawiło się szereg nowych problemów, z którymi należało się zmierzyć. Podstawowym zagadnieniem było dostarczenie do osób zajmujących się handlem w *PKE S.A.* wymaganych informacji handlowo-technicznych oraz ich szybkie analizowanie. Ręczne metody były niezwykle pracochłonne i mało efektywne. Analizy często zawierały błędy i konieczna była ich szybka korekta.

Te aspekty zadecydowały, że położono nacisk na uzbrojenie handlowców *PKE S.A.* w niezbędne narzędzia informatyczne. Proces informatyzacji struktur handlowych przebiegał dwutorowo.

Po pierwsze zapewniono narzędzia informatyczne dostarczające informacji czysto technicznych związanych z pracą elektrowni oraz KSE.

Po drugie dostarczono aplikacje wspomagające podejmowanie decyzji handlowych (notowania, analizy, obliczenia, wycena kontraktów, tworzenie i przesyłanie ofert handlowych). Z czasem te dwa nurty środowiska informatycznego w *PKE S.A.* zaczęły się rozbudowywać, udoskonalać i w różnym stopniu przenikać między sobą.

Obecnie *PKE S.A.* dopracował się w pełni zintegrowanych systemów informatycznych, które zawierają pomysły i filozofię pracy pracowników wydziałów handlowych. Kształt handlowo–technicznych systemów informatycznych w *PKE S.A.* jest wypadkową pasji i doświadczenia pracowników wydziałów handlowych *PKE S.A.* oraz wymogów współczesnego handlu energią.

Systemy informatyczne, którymi może pochwalić się *PKE S.A.*, pozwalają w pełni reagować na dynamiczne zmiany w pracy KSE oraz podejmować szybkie decyzje handlowe na zmieniającym się rynku energii elektrycznej i cieplnej. Należy jednocześnie wspomnieć, że przy opracowywaniu funkcjonalności systemów informatycznych kierowano się przede wszystkim koniecznością ułatwienia kontaktów handlowych między kontrahentami i *PKE S.A.* (prowadzenie negocjacji handlowych z pominięciem drogi telefonicznej, faksowej lub mailowej).

Bez tak zaawansowanych narzędzi informatycznych trudno sobie dzisiaj wyobrazić skuteczny i profesjonalny handel na rynku energii, który w wielu aspektach przypomina szeroko rozumiany rynek finansowy. Pojęcia rynku finansowego, takie jak rynek giełdowy, rynek kontraktów dwustronnych, rynek transakcji SPOT, rynek terminowy, negocjacje, redukcje, itp. są powszechnymi zagadnieniami rynku energii w Polsce. Dlatego zwraca się obecnie uwagę na wszechstronne przygotowanie operatorów handlowo-technicznych *PKE S.A.*, z uwzględnieniem zagadnień rynków finansowych. Prowadzone są w związku z tym różnego rodzaju szkolenia, które stale podnoszą poziom przygotowania handlowców również do zmieniającego się rynku energii.

*Południowy Koncern Energetyczny S.A.* przeszedł długą drogę do obecnego kształtu wydziałów handlowych, dopracował się wysoce wykwalifikowanej kadry techniczno–handlowej, która z powodzeniem konkuruje z innymi firmami energetycznymi na rynku energii w Polsce. Wydziały handlowe i techniczne *PKE S.A.* wypracowały skuteczne i efektywne modele współpracy z OSP w zakresie bezpiecznego prowadzenia ruchu KSE oraz stworzyły silne struktury handlowe, zdolne sprostać wyzwaniom stawianym przez rynek energii w Polsce.

Elektrownia Łaziska

Leszek Wiśniowski
*Dyrektor ds. Remontów i Modernizacji*

Leszek Wojdanowicz,
*Kierownik Wydziału Odsiarczania Spalin*
*PKE S.A. Elektrowni Łaziska*

Piotr Lisik
*Starszy Specjalista*
*w Wydziale Remontów i Modernizacji*

# Instalacje odsiarczania spalin w elektrowniach *PKE S.A.* – budowa, eksploatacja, remonty, modernizacje

# Flue Gas Desulphurizing Installations in *PKE S.A.* Construction, Operation, Overhauls, Retrofits

W artykule przedstawiono Instalacje Odsiarczania Spalin w elektrowniach *PKE – Jaworzno III, Łagisza* (blok 6, 7 i 5), *Siersza* (bloki 3, 6). Bloki wyposażone w kotły fluidalne w *EC Jaworzno II, El. Siersza* (blok 1, 2), *El. Łagisza* (blok 10), *EC Katowice*, *EC Bielsko 2* wraz z budowanym obecnie w *EC Bielsko 1* realizują odsiarczanie spalin bezpośrednio w komorach paleniskowych.

## *Elektrownia Jaworzno III*

### Instalacja Odsiarczania Spalin bloków nr 1, 2, 5, 6

*Wybór IOS*

Pod koniec 1990 r. przyjęto opracowaną przez *Biprokwas Gliwice* „Koncepcję odsiarczania spalin w *Elektrowni Jaworzno III*", która zakładała budowę instalacji opartej na technologii mokrej wapienno-gipsowej. O wyborze tej metody zadecydowały następujące względy:

- sprawdzona, technicznie dojrzała, powszechnie stosowana technologia,
- prostota układu technologiczno-konstrukcyjnego, możliwość dużego obciążenia,
- wysoka sprawność >95% i dyspozycyjność,
- możliwość gospodarczego wykorzystania produktu ubocznego,
- duży stopień wykorzystania absorbentu i jego dostępność.

Zaletami metody są również: dodatkowe odpylanie spalin, usuwanie ze spalin związków fluoru i chloru oraz niższe koszty inwestycyjne i eksploatacyjne w zestawieniu z kosztami porównywalnych pod względem poziomu technicznego metod regeneracyjnych. Zastosowane rozwiązanie odprowadzenia oczyszczonych spalin przez chłodnię kominową było wówczas jedynym tego typu rozwiązaniem w Polsce.

*Efekt ekologiczny*

Przekazana 14 maja 1996 r. do eksploatacji IOS (2 ciągi technologiczne) usunęła w pierwszym roku eksploatacji ~32 tys. Mg $SO_2$, wytwarzając przy tym ok.103 tys. Mg gipsu. Podczas dotychczasowej 14-letniej eksploatacji instalacja pracuje z pełną wydajnością, potwierdzając wysoką sprawność usuwania $SO_2$ ze spalin, dobrą jakość powstającego gipsu oraz właściwe parametry odprowadzanych ścieków.

### Instalacja Odsiarczania Spalin bloków 3,4

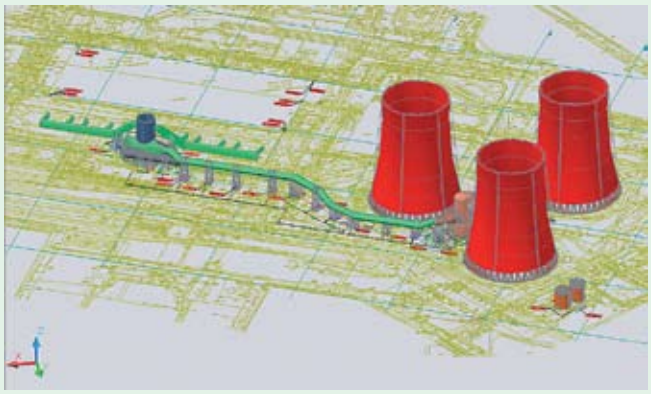
*Geneza IOS bloków 3, 4*

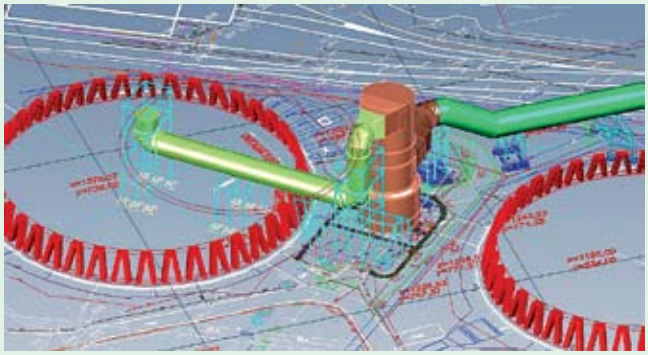
Integracja Polski z Unią Europejską, implementacja przepisów prawa wspólnotowego do prawa polskiego, a w szczególności Dyrektywy nr 96/61/WE i 2001/80/WE stały się obowiązujące w *El. Jaworzno III* na mocy Decyzji Wojewody Śląskiego z dnia 31 grudnia 2004 r. w Pozwoleniu Zintegrowanym. Zgodnie z jego zapisami dopuszczalny poziom emisji dwutlenku siarki ze wszystkich źródeł i emitorów *Elektrowni Jaworzno III* od 1 stycznia 2008 r. wynosi 400 mg/$m^3_n$.

Bloki nr 3 i 4, niepodłączone do instalacji odsiarczania, były źródłem emisji dwutlenki siarki w granicach 2000 mg $SO_2/m^3_n$ (spalanie węgli o niskiej zawartości siarki). Opracowana przez *PKE S.A.* prognoza wielkości produkcji dla *El. Jaworzno III* zakładała po 2008 r. wzrost produkcji wymuszony sukcesywnym unieruchamianiem w Koncernie przestarzałych technologicznie bloków.

*Wybór IOS*

Aby sprostać tym wyzwaniom należało wybudować instalację odsiarczania spalin dla bloków 3 i 4 wg nowoczesnej, energooszczędnej, mało odpadowej i sprawdzonej technologii. Na etapie prac koncepcyjnych rozpatrzono kilka możliwych rozwiązań IOS. Instalacją spełniającą wymagania, pozwalającą na osiągnięcie wysokiej skuteczności odsiarczania (powyżej 95%), zapewniającą osiągnięcie stężenia $SO_2$ w odsiarczonych spalinach na poziomie





Wizualizacje IOS bloków 3,4

poniżej 400 mg/m$^3_n$, optymalną z punktu widzenia techniczno – ekonomicznego i efektu ekologicznego, okazała się instalacja odsiarczania spalin wg metody mokrej wapienno – gipsowej, wykorzystująca technologię zastosowaną w dotychczas funkcjonującej instalacji w *El. Jaworzno III*. Parametry technologiczne i eksploatacyjne instalacji wyznaczono na podstawie obliczeń wykonanych przy uwzględnieniu przewidywanych parametrów węgla, wskaźników technicznych i doświadczeń z instalacji pracujących wg tej metody w *El. Jaworzno III* i innych krajowych elektrowniach.

Dla IOS bloków 3, 4 zostały wykorzystane jako wspólne, następujące węzły istniejącej IOS:

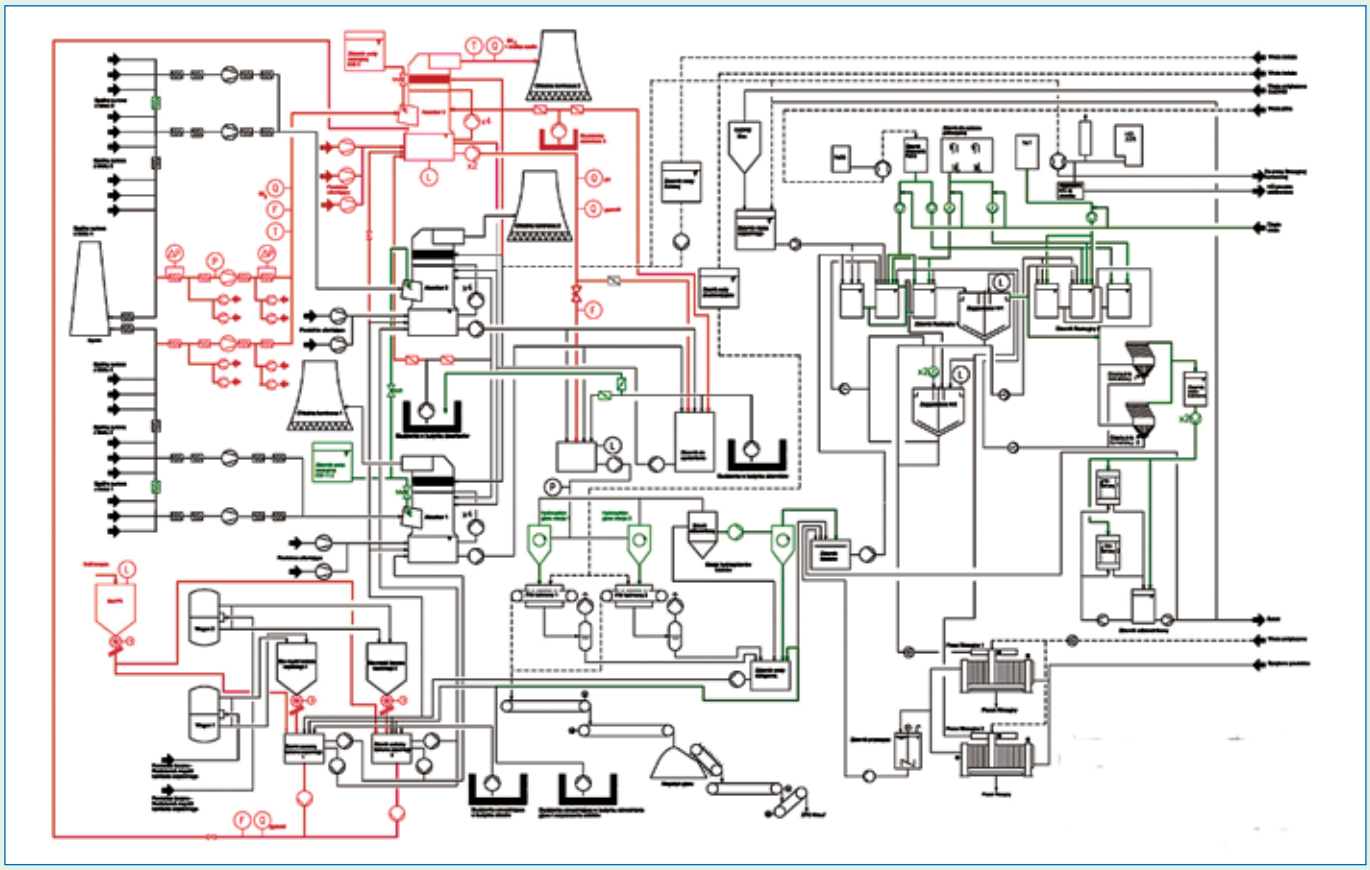
- węzeł rozładunku i magazynowania sorbentu,
- węzeł roztwarzania sorbentu,
- węzeł odwodnienia końcowego gipsu,
- węzeł oczyszczania ścieków,
- zbiornik awaryjnego opróżniania,
- węzeł wody procesowej.

Unifikacja technologii odsiarczania oraz wykorzystanie istniejącej infrastruktury pozwoliło znacząco zmniejszyć koszty inwestycyjne IOS bloków 3 i 4.

*Efekt ekologiczny*

Przyjęte założenia projektowe:

- przepustowość – 2 000 000 m$^3_n$/h,
- koncentracja $SO_2$ w spalinach czystych ⩽ 200 mg/m$^3_n$,



Schemat technologiczny instalacji IOS w *Elektrowni Jaworzno III*

- skuteczność odsiarczania ponad 95%,
- zmniejszenie emisji $SO_2$ o 21 835,9 Mg/rok oraz pyłu o 1189,7 Mg/rok,

w pełni potwierdziła dotychczasowa (od 24 lipca 2008 r.) eksploatacja Instalacji Odsiarczania Spalin.

Projekt uzyskał dofinansowanie UE w ramach Sektorowego Programu Operacyjnego Wzrostu Konkurencyjności Przedsiębiorstw.

*Remonty IOS*

Do 2008 r. instalacja IOS wymagała wykonywania (zgodnie z DTR) corocznych, około 23-dniowych rewizji.

Od momentu wyłączenia z eksploatacji komina, remonty IOS są ściśle powiązane z terminami remontów bloków i wykonywane są w cyklu dwuletnim.

Typowy zakres prac remontowych dla poszczególnych węzłów IOS:

- absorber:
  - przegląd, naprawa powłok chemoodpornych, włazów i poziomów zraszania,
  - przegląd, naprawa odkraplacza układu płukania wstępnego i końcowego,
  - kontrola, naprawa uszczelnień i wirników mieszadeł,
  - przegląd, naprawa pomp cyrkulacyjnych wraz sitami,
  - przegląd, naprawa pomp zawiesiny gipsu,
  - remont armatury (do pierwszych odcięć) absorbera,
  - kontrola i wymiana dysz Helix,
  - remont turbosprężarek powietrza natleniającego;
- kanał spalin czystych – przegląd, naprawa powłok chemoodpornych i włazów;
- kanał spalin zasiarczonych:
  - przegląd, naprawa powłoki Keraflake i włazów,
  - przegląd, wymiana kompensatorów.

## *Elektrownia Łagisza*

### Instalacja Odsiarczania Spalin bloków 6 i 7

*Geneza, wybór IOS*

Jedną z największych inwestycji w historii *El. Łagisza* było wybudowanie dla bloków nr 6 i 7 Instalacji Odsiarczania Spalin. W wyniku międzynarodowego przetargu w styczniu 1995 r. podpisano kontrakt z firmą *ABB Fläkt* ze Szwecji na dostawę półsuchej IOS. typu DRYPAC, którą przekazano do eksploatacji 29 kwietnia 1998 r.

Dzięki nowoczesnej technologii gwarantowana sprawność instalacji wynosi 95%, przy 97% dyspozycyjności w skali roku. Wybór tej metody wynikał m.in. z względnie niskich kosztów inwestycyjnych (o około 25 – 30% niższych w stosunku do tradycyjnych metod mokrego odsiarczania) oraz niższych kosztów eksploatacyjnych z tytułu:

- stosunkowo małego zużycia energii elektrycznej ze względu na niski spadek ciśnienia w absorberze oraz małą ilość pompowanej zawiesiny – dla oczyszczenia 1 200 000 $m^3_n$/h spalin zużycie energii elektrycznej wynosi ~3500 kWh,
- małego zużycia wody procesowej ~43 $m^3$,
- braku konieczności zastosowania oczyszczalni ścieków – wszystkie ścieki odprowadzane są ponownie do procesu,
- braku wymogu zabezpieczenia antykorozyjnego kanałów spalin, tylko dolna część absorbera oraz kanał dolotowy spalin do filtra workowego zabezpieczone są specjalną wykładziną gumową,
- możliwości prowadzenia ruchu IOS przy pracujących palnikach mazutowych kotła OP380k,
- ograniczenia wymaganej obsługi ruchowej – IOS obsługuje jeden operator oraz dwóch obchodowych/zmianę,
- małego zużycia sorbentu (wapna palonego) – średnio 3 Mg/h.

Wadą metody jest produkt odsiarczania, który jest odpadem, a nie produktem handlowym.

*Opis metody Drypac*

W półsuchej technologii typu Drypac gorące, odpylone gazy spalinowe z kotła kierowane są do absorbera. Usuwanie $SO_2$ odbywa się w czasie bezpośredniego kontaktu gazów spalinowych z zawiesiną wapienną (średnica kropel ~60 mikronów). Kwaśne związki zawarte w spalinach są szybko absorbowane, spaliny zostają schłodzone, a produkty reakcji tworzą suchy proszek. Część suchego produktu reakcji opada na dno absorbera i jest odprowadzana za pomocą przenośnika. Większość cząstek podąża za spalinami do końcowego odpylacza, którym jest filtr workowy. Gazy spalinowe opuszczające filtr workowy kierowane są poprzez podgrzewacz spalin do komina przy pomocy wentylatora wspomagającego. Jedną z największych wad półsuchego systemu odsiarczania jest brak gospodarczego wykorzystania produktu poreakcyjnego. Typowy skład chemiczny produktu końcowego IOS: $CaSO_3 \times 0{,}5H_2O$ – 67,0% [wag.], $CaSO_4 \times 2H_2O$ – 9,9%, $CaCl_2 \times 4H_2O$ – 4,5%, $CaCO_3$ – 2,6%, $Ca(OH)_2$ – 9,2%, popiół lotny – 2,9%, woda (85°C) – 3,0% , gęstość produktu poreakcyjnego 650 kg/$m^3$.

Widok ogólny IOS bloki 6, 7

Obecnie w *El. Łagisza* produkt końcowy IOS mieszany jest z popiołem z elektrofiltrów i wykorzystywany jako materiał podsadzkowy w kopalniach węgla kamiennego. Za najbardziej korzystny skład mieszaniny produktu końcowego oraz popiołu pod względem własności fizykochemicznych, spełniających wymogi ochrony środowiska oraz wymogi dla materiałów podsadzkowych, uznano udział produktu końcowego w ilości 30% i 70% popiołu. Wydajność instalacji wynosi około 20 Mg/h produktu po odsiarczaniu.

*Efekt ekologiczny*

Założone efekty ekologiczne redukcji emisji $SO_2$ potwierdziły się już w pierwszym roku eksploatacji IOS, osiągając w 2000 r. poziom redukcji o 27 000 Mg w stosunku do roku 1990 r.

## Włączenie bloku nr 5 do Instalacji Odsiarczania Spalin

Doświadczenia eksploatacyjne IOS wykazały, że rzeczywisty strumień spalin z bloków 6 i 7 jest mniejszy od wartości projektowej. Nadwyżkę wydajności IOS bloków 6, 7 można wykorzystać na potrzeby odsiarczania spalin również z kotła 5.

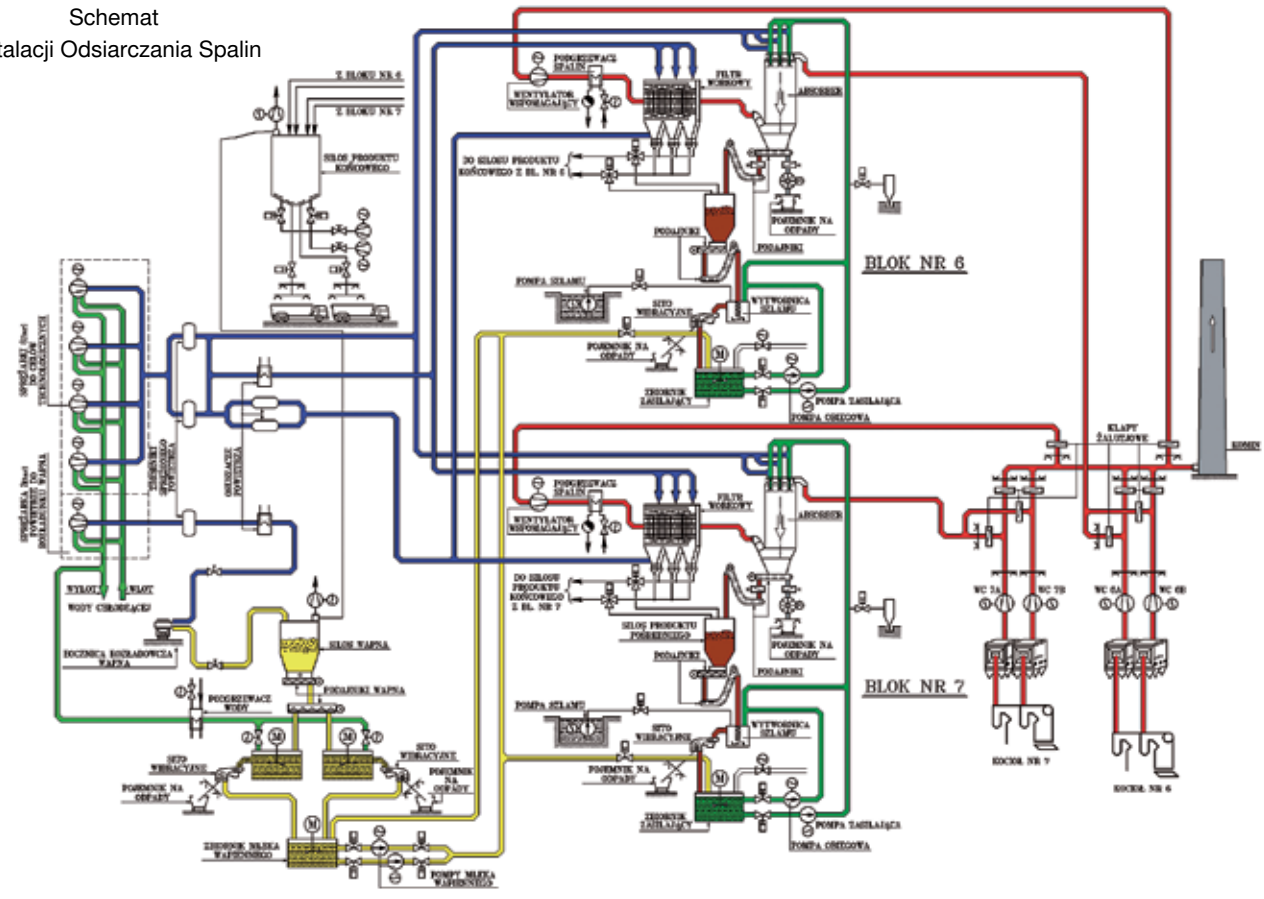
Rozwiązanie to daje następujące korzyści:

- obniżenie wielkości emisji $SO_2$ z kotła 5 przy stosunkowo niskich nakładach inwestycyjnych,
- zmniejszenie o około 800 Mg/a zużycia paliwa dla bloku 6, 7 z tytułu obniżenia zawartości tlenu w spalinach,
- możliwość pracy bloku nr 5 do roku 2015 z dotrzymaniem dopuszczalnych norm emisji $SO_2$.

Instalacja umożliwia skierowanie części lub całości strumienia spalin z bloku nr 5 do IOS bloków nr 6 i 7, przy dotrzymaniu limitów zawartości $SO_2$ na poziomach wyznaczonych oddzielnie dla każdego z kotłów: kocioł 5–1136 $mg^3/m^3_n$, kocioł 6–1080 $mg/m^3_n$, kocioł 7–1016$mg/m^3_n$.

Instalacja przyłączenia spalin z kotła nr 5 do IOS kotłów nr 6 i 7 umożliwia dotrzymanie dopuszczalnych limitów $SO_2$ w spalinach wprowadzonych do emitera dla wszystkich rzeczywistych wariantów eksploatacyjnych kotłów K5, K6, K7. Przy wariancie eksploatacyjnym pracy dwóch spośród trzech kotłów, możliwa jest praca IOS na jeden absorber, co daje możliwość odstawienia niepracującej nitki IOS dla dokonania przeglądów, remontów itp. Dotychczasowy układ takiej możliwości nie posiadał. Wszystkie wymienione możliwości pracy układu odbywają się dzięki temu, że spaliny z kotłów K5, K6 i K7 kierowane są do wspólnego

Schemat
Instalacji Odsiarczania Spalin




Schemat technologiczny IOS, bloki 6, 7

kolektora spalin surowych, a następnie do istniejących nitek IOS.

Rozpoczęta w 2008 r. inwestycja dołączenia kotła nr 5 do istniejących Instalacji Odsiarczania Spalin uzyskała dofinansowanie za środków Europejskiego Funduszu Rozwoju Regionalnego; przekazanie do eksploatacji nastąpiło w dniu 1 lipca 2008 r.

W pierwszym roku eksploatacji uzyskano redukcję emisji $SO_2$ o 546,3 Mg/rok i pyłu 26,3 Mg/rok.

*Remonty IOS*

Oprócz bieżących prac eksploatacyjno-remontowych przeprowadzone są również remonty planowane instalacji. Typowy zakres prac remontowych dla obu nitek obejmuje głównie:

- remont orurowania układu strzepywania worków filtracyjnych filtra workowego,
- wymianę worków filtracyjnych (3240 sztuk) i uszkodzonych koszy wsporczych,
- remont poszycia przenośników zgrzebłowych,
- czyszczenie wnętrza absorbera,
- remont układu zraszania spalin zawiesiną sorpcyjną,

Od 2007 zakres powyższy został rozszerzony o remont kapitalny wentylatora wspomagającego.

Początkowe 2-letnie cykle remontowe zostały obecnie wydłużone do trzech lat dla każdej nitki IOS.

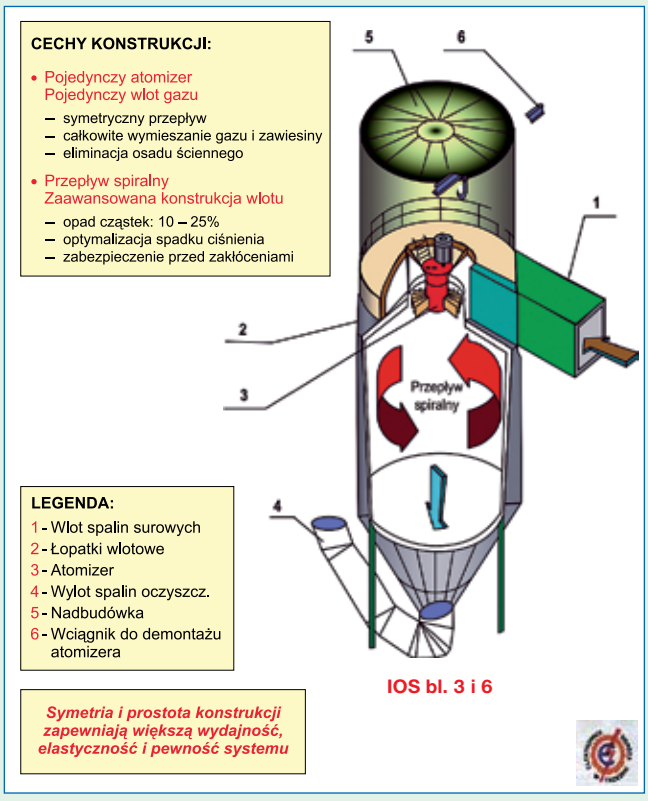
## Elektrownia Siersza

*Opis IOS, budowa*

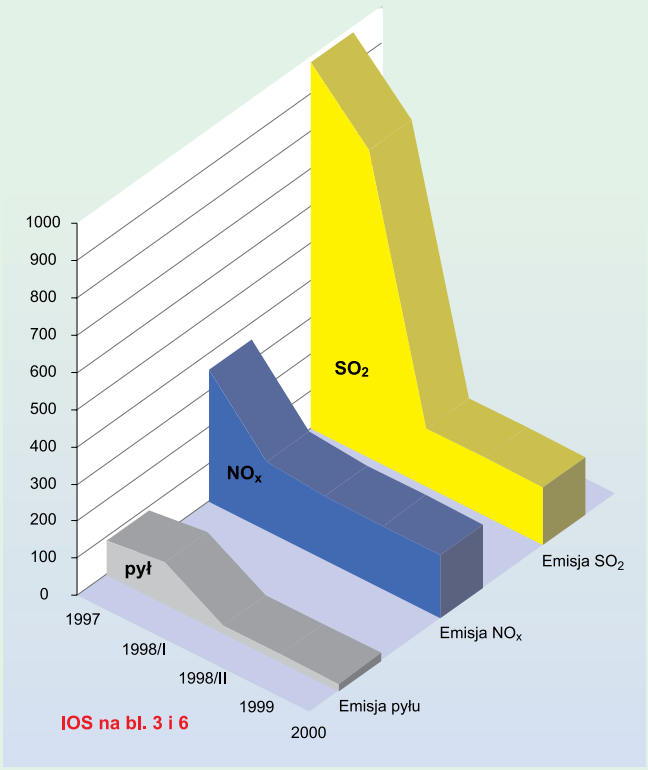
Po oczyszczeniu w elektrofiltrach spaliny z bloków 3 i 6 wprowadzone są do absorbera, w którym sorbent (mleko wapienne) zostaje rozpylony przez obrotowy atomizer (średnica kropli 40-70 µm). Kontakt gorącego gazu z dużą powierzchnią rozpylonego sorbentu daje optymalne warunki do absorpcji. Dwutlenek siarki zawarty w spalinach wchodzi w reakcje z alkalicznymi kropelkami sorbentu, które odparowują w absorberze. Wielkość komory absorbera jest tak dobrana, aby otrzymać optymalny czas przebywania zawiesiny w absorberze pozwalając na maksymalne związanie $SO_2$ przy równoczesnym minimalnym zużyciu sorbentu i energii. Dla poprawy sprawności procesu i zmniejszenia dawkowania sorbentu zastosowano częściową recyrkulację produktu poprocesowego. Odprowadzanie oczyszczonych spalin następuje nowo wybudowanym kominem o wysokości 100 m, wyposażonym w dwa stalowe przewody, każdy dla spalin z pojedynczego kotła. Instalację przekazano do eksploatacji w maju 1998 r.

Dane techniczne instalacji odsiarczania:

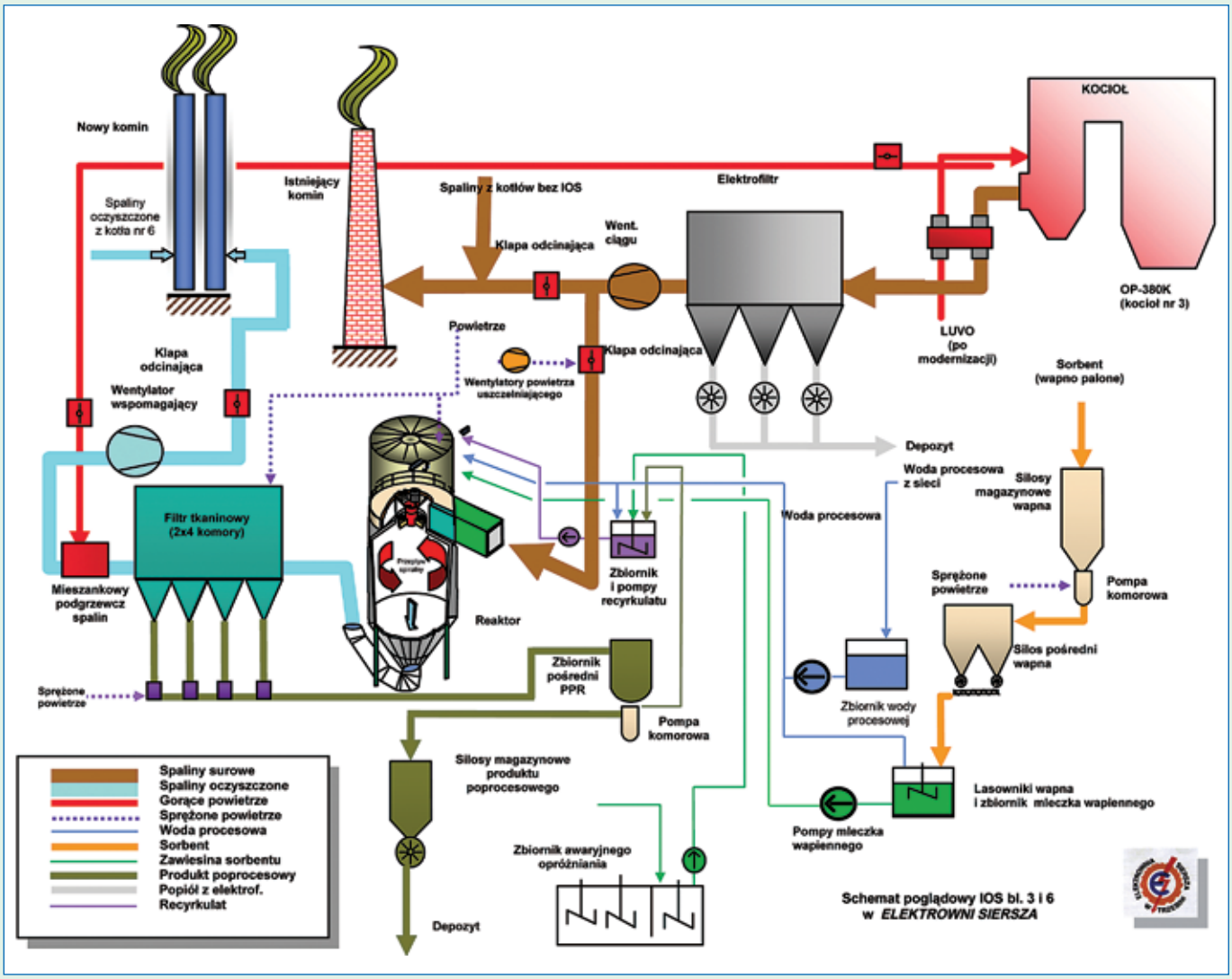
- strumień spalin oczyszczonych na wylocie do atmosfery – 1 116 000 $m^3_n/h$,
- zapotrzebowanie wapna palonego – 6974 kg/h, wody – 40159 kg/h, powietrza gorącego –122 320 $m^3/h$,
- produkcja produktu poprocesowego – 13 338 kg/h,
- zużycie energii elektrycznej 4050 kWh/h, średnie zużycie powietrza sprężonego 2800 $m^3/h$,




Poglądowy szkic reaktora




Emisja w g/GJ
przed i po zabudowie IOS na blokach 3 i 6




Schemat poglądowy IOS blokach 3 i 6 w *Elektrowni Siersza*

- zapylenie spalin odprowadzanych do komina – poniżej 50 mg/ $m^3_n$,
- temperatura spalin odprowadzanych do komina – nie mniej niż 95°C,
- sprawność odsiarczania spalin – minimum 87%, dyspozycyjność roczna instalacji – nie mniej niż 97%,
- współczynnik nadmiaru $Ca/SO_2$ – 1,23.

Efektem procesu jest suchy drobnoziarnisty produkt, zawierający mieszaninę siarczanu wapnia, siarczynu i węglanu wapnia wraz z nieprzereagowanym wodorotlenkiem wapnia oraz innymi zanieczyszczeniami usuniętymi ze spalin.

Zastosowanie w instalacji podwójnego systemu odpylania spalin (spaliny surowe przed IOS w elektrofiltrze, spaliny odsiarczone po IOS w filtrze tkaninowym) umożliwia separację popiołu od powstałego podczas procesu odsiarczania produktu IOS, co pozwala zachować istniejący w elektrowni układ odpopielania przy zmniejszeniu do minimum ilości produktu IOS.

*Remonty IOS*

W czasie remontów średnich i kapitalnych bloku wykonano m.in.:

- wymianę wkładów głównych filtrów tkaninowych (3168 szt./filtr) – cykl 2,5 – 3 letni,
- remont średni instalacji transportu produktu poreakcyjnego z IOS – cykl 2,5 – 3 letni,
- remont instalacji przygotowania i dawkowania recyrkulatu produktu poreakcyjnego,
- remont klap: szczelnych, by-pass filtra workowego, gorącego powietrza,
- wymianę kompensatorów w kominie H 100 m – po czterech latach eksploatacji,
- remont/wymianę armatury na instalacji podawania mleka i recyrkulatu oraz pomp,
- przegląd – czyszczenie kanałów spalin i absorberów,
- remont stacji rozładunku wapna,
- remont instalacji odpylania, wentylacji zbiorników retencyjnych.

*Elektrownia Jaworzno III*

Dodatkowo podczas prac remontowych zmodernizowano:

- głowice rozpylające – zmieniono materiał pobocznic na węgliki spiekane, a następnie na kalmetal,
- mieszadła w zbiorniku mleka wapiennego i lasonikach wapna – z szybko na wolno obrotowe,
- silniki atomizerów – wyeliminowano wodę chłodzącą, zmieniono ułożyskowanie silnika – osiągnięto wydłużenie żywotności o 100%,
- układ chłodzenia atomizerów – na obieg zamknięty,
- instalację odbioru depozytu – zastosowano ślimaki kruszące.

## *Elektrownia Łaziska*

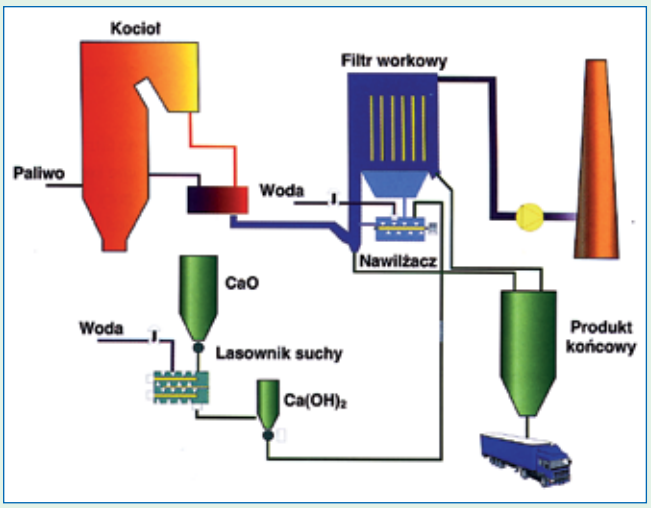
W zrealizowanym w *Elektrowni „Łaziska"* programie modernizacji zdecydowano o wyborze dwóch technologii odsiarczania spalin. Na dwóch blokach o mocach 125 MW zastosowano półsuchą metodę odsiarczania NID, której dostawcą była firma *ABB*, natomiast na czterech blokach o mocach 225 MW metodę mokrą wapienną realizowaną przez *Megadex S.A.* i *Deutsche Babcock Anlagen GmbH.*

### Instalacja Odsiarczania Spalin NID bloków nr 1 i 2 i filtr workowy w *Elektrowni Łaziska*

W Elektrowni podjęto wiele działań doraźnych, efektem których było znaczne zmniejszenie emisji $SO_2$ (głównie zmiana rodzaju paliwa). Z porównania emisji szkodliwych substancji do atmosfery w latach 1989 i 1994 wynika, że emisja dwutlenku siarki została zmniejszona o 56%.

Elektrownia otrzymała szereg propozycji instalacji odsiarczania spalin różnymi metodami. Z przeprowadzonych analiz techniczno-ekonomicznych uwzględniających takie czynniki, jak: zbliżający się termin modernizacji bloków 120 MW oraz konieczność wymiany elektrofiltrów tychże bloków wynikało, iż optymalnym rozwiązaniem będzie zabudowa filtrów workowych i nowej instalacji odsiarczania spalin wg technologii półsuchej nazwanej NID (skrót od angielskiej nazwy New Integrated Desulphurisation). Był to całkowicie nowy system oczyszczania spalin, którego próby w zastosowaniu półprzemysłowym przeprowadzono na bloku nr 2, a po pozytywnych wynikach została podjęta decyzja o wprowadzeniu do eksploatacji na bloku nr 1, a następnie na bloku nr 2.

Nowy system odsiarczania spalin wykorzystuje filtrację workową z zintegrowanym reaktorem i recyrkulacją reagentu z nawilżaniem. Taki system zapewnia zarówno doskonałe odpylanie jak i wysoką zdolność usuwania dwutlenku siarki ($SO_2$).



Rys. 1. Instalacja odsiarczania spalin NID dla bloków 125 MW

Spaliny z kotła są wyprowadzane dwoma kanałami głównymi do filtra workowego składającego się z czterech komór mogących pracować niezależnie, czyli każdy kanał spalin współpracuje z dwoma komorami odpylacza. Z kanału głównego przed filtrem spaliny są kierowane do pojedynczej komory dwoma kanałami wlotowymi.

Kanał wlotowy służy jako reaktor. Do tego kanału dozowana jest nawilżona mieszanina pyłu i świeżego sorbentu, która wytwarzana jest w urządzeniu zwanym nawilżaczem.

Spaliny stykające się z nawilżoną mieszaniną są schładzane o ~60°C (na skutek odparowania wody zawartej w mieszaninie). Jednocześnie kwaśne składniki spalin reagują z wodorotlenkiem wapna $Ca(OH)_2$, zawartym w mieszaninie, redukując zawartość siarki o ponad 80%. Reakcja pomiędzy dwutlenkiem siarki i sorbentem odbywa się zarówno w pionowej części kanału wlotowego, jak i w warstwie mieszaniny osadzonej na powierzchni worka filtra tkaninowego.

Mieszanina popiołu i produktów odsiarczania spalin osiadająca na powierzchni zewnętrznej worków jest okresowo strzepywana impulsem sprężonego powietrza.

Sorbentem zastosowanym w instalacji odsiarczania spalin NID jest wapno palone CaO. Zagospodarowanie produktów końcowych znajduje zastosowanie przede wszystkim w górnictwie, prowadzi się również prace badawcze nad innym wykorzystaniem tych odpadów, np. w budowie dróg.

*Podstawowe dane techniczne instalacji odsiarczania spalin NID*

| | |
|---|---|
| moc bloków | 2 x 125 MW (nr 1 i 2) |
| paliwo podstawowe | węgiel kamienny o zawartości siarki do 1,4% |
| strumień przepływu spalin | 2 x 518 000 $m^3_n/h$ |
| temperatura spalin na wlocie | max 165°C |
| zawartość $SO_2$ na wlocie | 1500 – 4000 $mg/m^3_n$ |
| skuteczność usuwania $SO_2$ | gwarantowana 80%, osiągalna 95% |
| sorbent | wapno palone (CaO) |
| zawartość pyłu na wlocie | średnio 22 $g/m^3_n$<br>max 32 $g/m^3_n$ |
| emisja pyłu | 50 $mg/m^3_n$ przy pracy NID<br>30 $mg/m^3_n$ bez pracy NID |
| produkt końcowy | sucha mieszanina popiołu i produktu odsiarczania, transportowany pneumatycznie do 1200 m |

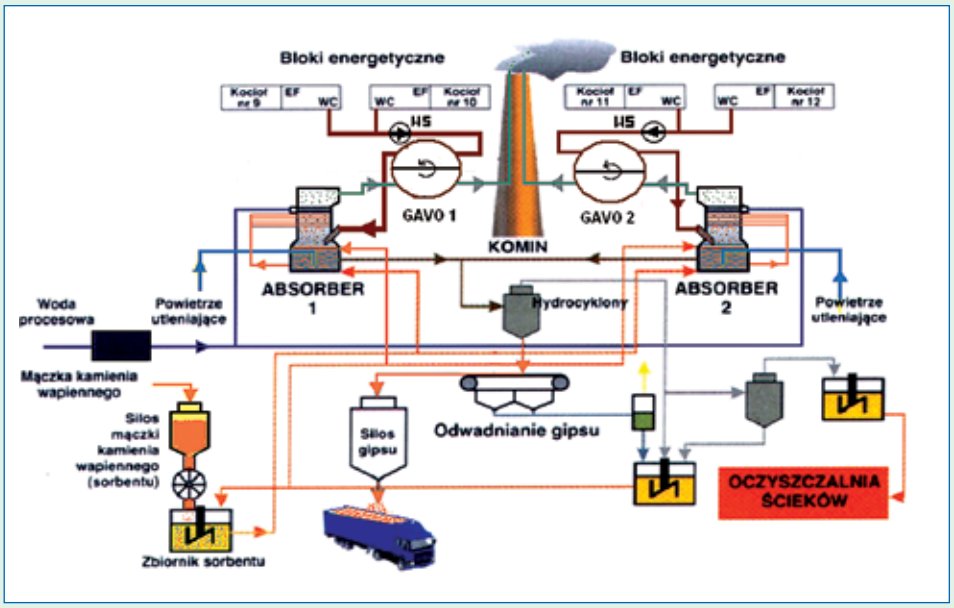
Instalacja odsiarczania spalin NID wraz z filtrem workowym typu LKPS została zabudowana na dwóch blokach 120 MW w *Elektrowni Łaziska* w trakcie przeprowadzania remontów kapitalno-modernizacyjnych w latach 1995 – 1996.

**Instalacja Odsiarczania Spalin według mokrej metody wapiennej w *PKE S.A. Elektrownia Łaziska***

*Opis techniczny Instalacji Odsiarczania Spalin dla czterech bloków 225 MW*

Instalacja Odsiarczania Spalin (zwana IOS) posiada dwie nitki kanałów spalin, każda obsługująca dwa bloki energetyczne o mocy 225 MW.

Każdy z czterech bloków energetycznych (9,10,11 i 12) posiada 3 wentylatory ciągu spalin, które odprowadzają spaliny nieoczyszczone do czopuchów spalin, do których przyłączone




Rys. 2. Schemat instalacji odsiarczania spalin dla czterech bloków 225 MW w *PKE S.A. Elektrowni Łaziska*

są kanały IOS. Bloki 9 i 10 odprowadzają spaliny do pierwszej, a bloki 11 i 12 do drugiej linii IOS. Odbywa się to przez kanały spalin, które mają 200 m długości i 7,6 m średnicy.

Spaliny o średniej temperaturze 135°C doprowadzane są do IOS za pomocą wentylatorów wspomagających.

Na dopływie do instalacji, przed wentylatorem wspomagającym, kanał rozdziela się na podstawowy, umożliwiający skierowanie spalin do Instalacji Odsiarczania Spalin i obejściowy, umożliwiający odprowadzenie spalin bezpośrednio do komina.

Na każdej nitce IOS na drodze spalin zostały zabudowane 3 klapy odcinające: na wlocie i wylocie z IOS oraz na kanale obejściowy. Takie rozmieszczenie klap umożliwia przepływ spalin przez układ Instalacji Odsiarczania Spalin lub obejściem prosto do komina, pozwalając na wykonanie rewizji i prac remontowych wszystkich urządzeń umieszczonych na trasie spalin (wentylator, gavo, absorber ze wszystkimi urządzeniami wewnętrznymi).

Wentylatory wspomagające zainstalowane są po tzw. suchej, gorącej stronie regeneracyjnego obrotowego podgrzewacza spalin gavo. Każdy z wentylatorów wspomagających jest wentylatorem typu osiowego z regulacją prędkości obrotowej, realizowanej poprzez monoverter. Takie rozwiązanie pozwoliło na ograniczenie prądów rozruchu wentylatora w stosunku do regulacji za pomocą kąta nachylenia łopatek wirnika oraz taki dobór wentylatora, aby dla całego zakresu obciążeń pracował on ze stałą, możliwie największą sprawnością.

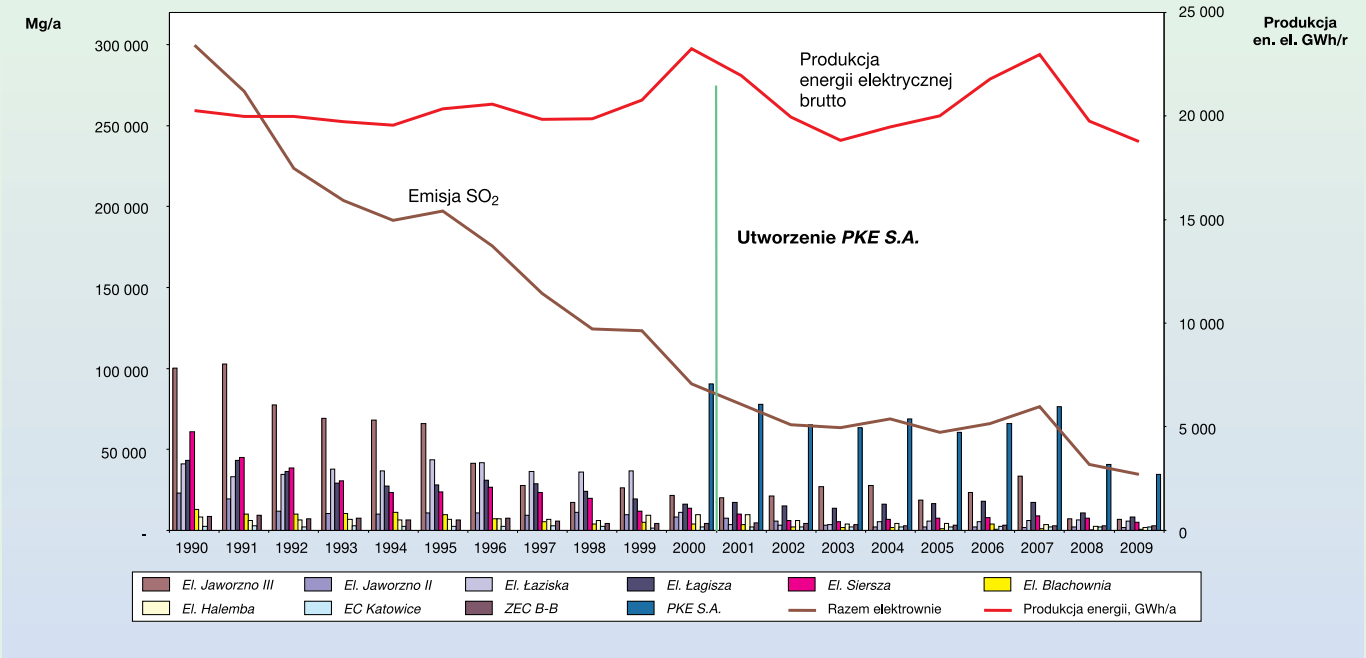
Za wentylatorem wspomagającym spaliny nieoczyszczone przepływają w kierunku pionowym poprzez regeneracyjny obrotowy podgrzewacz spalin, od dołu ku górze i doprowadzane są do absorbera, gdzie poddawane są działaniu zawiesiny wapienno-gipsowej. Średnia temperatura spalin na wlocie do absorbera wynosi ok. 76°C.

Oczyszczone spaliny przepływają gumowanym od wewnątrz kanałem wylotowym z absorbera do zimnej strony GAVO, gdzie z temperatury 37-45°C są podgrzewane do temperatury ⩾ 95 +/- 5°C, a następnie zabezpieczonym żywicą kanałem spalin oczyszczonych są kierowane do 200-metrowego komina.

Do celów remontowych lub w przypadkach awaryjnych studnia absorbera może być opróżniona. Zawiesina odprowadzana jest do zbiornika zrzutu awaryjnego za pomocą pompy zrzutowej absorbera.

Parametry spalin za Instalacją Odsiarczania Spalin:

- $SO_2$ w spalinach wylotowych – mniej niż 210 mg/m$^3_n$ (spaliny suche przy 6% $O_2$) przy maksymalnym zasiarczeniu spalin wlotowych 4193 mg/m$^3_n$ (spaliny suche przy 6% $O_2$),
- $SO_2$ w spalinach wylotowych – mniej niż 144 mg/m$^3_n$ (spaliny suche przy 6% $O_2$) przy średnim zasiarczeniu spalin wlotowych 2320 mg/m$^3_n$ (spaliny suche przy 6% $O_2$),
- redukcja HC i HF do poziomu mniejszego niż 10 mg/m$^3_n$ (spaliny suche przy 6% $O_2$),
- redukcja pyłu o co najmniej 50%,
- skuteczność odsiarczania spalin ⩾ 95% przy zawartości $SO_2$ w spalinach wlotowych 2400 – 4200 mg/m$^3_n$,
- skuteczność odsiarczania spalin ⩾ 91% przy zawartości $SO_2$ w spalinach wlotowych do 2400 mg/m$^3_n$,
- dyspozycyjność IOS ⩾ 98%.




Rys. 3. Emisja $SO_2$ w latach 1990 – 2009 w *PKE S.A.*

Wirnik GAVO jest wypełniony koszami ze specjalnie ukształtowaną blachą wewnątrz.

Zadaniem regeneracyjnego obrotowego podgrzewacza spalin jest pobranie ciepła ze spalin nieoczyszczonych (nagrzanie wypełnień) w celu obniżenia ich temperatury na dopływie do absorbera z 125 – 165°C do temperatury średnio ok. 76°C oraz oddanie ciepła (podgrzanie) spalin odsiarczonych za absorberem z temperatury 39 – 48°C do temperatury minimum 95°C przed kominem.

Komin zbudowany jest z trzonu nośnego żelbetowego, wewnątrz którego poprowadzono dwa przewody stalowe (po jednym na nitkę IOS). Ich wylot znajduje się na wysokości 200 m nad poziomem gruntu. Na poziomie 65 m zainstalowane są pomiary emisji zanieczyszczeń: technologiczne i dla celu monitoringu.

Powstający w procesie odsiarczania gips jest pompowany z absorberów w postaci zawiesiny do stacji odwadniania gipsu, która zainstalowana jest nad silosem magazynowym gipsu. Odwodniony w hydrocyklonach pierwotnych i na filtrach taśmowych reagips $CaSO_4$ x $2H_2O$ o zawartości wody fizycznej do 10% jest dostarczany za pomocą taśmociągów do magazynu gipsu (eurosilosa). Z eurosilosa za pomocą układu taśmociągów reagips kierowany jest do stacji załadowczej, która posiada możliwość załadunku na wagony oraz samochody ciężarowe.

W trakcie dotychczasowej eksploatacji zoptymalizowano:

- układ wody surowej (technologicznej),
- odkraplacze spalin w celu wyeliminowania problemu powstawania osadów,
- regeneracyjny obrotowy podgrzewacz spalin GAVO,
- układ schładzania powietrza natleniającego zawiesinę absorbera,
- układ wody powrotnej.
- układ IOS przez dozowanie kwasu adypinowego.
- układ podawania szlamów podekarbonizacyjnych jako sorbentu.

## Podsumowanie

Przyjęte założenia do doboru Instalacji Oczyszczania Spalin w Elektrowniach *PKE*, właściwa jakość prac budowlano – montażowych w pełni potwierdziła dotychczasowa eksploatacja i uzyskiwane wskaźniki, w tym redukcji emisji $SO_2$ (patrz rys. 3).

Wykonane remonty pozwoliły na utrzymanie wymaganej dyspozycyjności i dobrego stanu technicznego urządzeń. Przeprowadzone modernizacje IOS wydłużyły cykle międzyremontowe i podniosły standard techniczny wielu urządzeń poprawiając niejednokrotnie wskaźniki techniczno-ekonomiczne IOS.

*Elektrownia Łaziska*

Bolesław Kardoliński,
*Dyrektor ds. Produkcji i Polityki Ekologicznej*

Mariusz Jacak
*Główny Specjalista ds. Gospodarki Ubocznymi Produktami Spalania*

# Uboczne produkty spalania z wytwarzania energii elektrycznej i ciepła w elektrowniach i elektrociepłowniach *PKE S.A.*

# Combustion By-products Coming from Electric Energy and Heat Generation in *PKE S.A.* Power Plants and CHP Plants

Działalność wytwórcza, niezależnie od rodzaju procesu technologicznego, jest obciążona powstawaniem odpadów. Nie inaczej dzieje się w procesie produkcji energii elektrycznej i ciepła z węgla kamiennego. Zgodnie z Rozporządzeniem Ministra Środowiska z dnia 27 września 2001 r. odpady z elektrowni i innych zakładów energetycznych powstałe ze spalania paliw zostały umieszczone w grupie o kodzie 10 01 XX.

W elektrowniach *PKE S.A.* rocznie spala się ok. 10 mln. Mg węgla co skutkuje powstawaniem ponad 2 mln. Mg odpadów paleniskowych – ubocznych produktów spalania (UPS).

Od dłuższego czasu sukcesywnie wchodzące w życie coraz bardziej restrykcyjne regulacje prawne z zakresu ochrony środowiska oraz wzrastający poziom świadomości ekologicznej przyczyniają się do rozwoju technologii przetwarzania ubocznych produktów spalania w produkty masowe znajdujące zastosowanie w budownictwie komunikacyjnym, budowie wałów przeciwpowodziowych, w górnictwie, w przemyśle cementowym, w prefabrykacji elementów budowlanych.

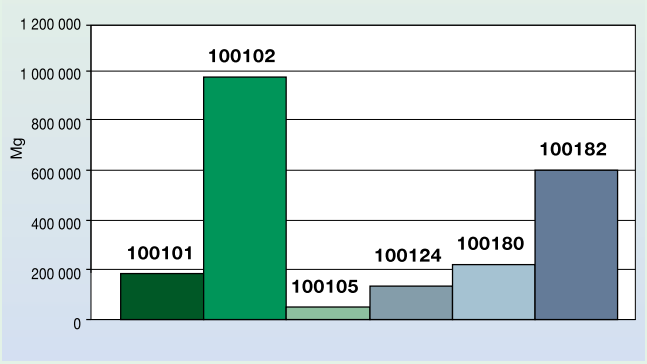
Uboczne produkty spalania mają szczególne zastosowanie w górnictwie. Wyjątkowość ta wynika z możliwości poddawania procesowi odzysku UPS w technologiach górniczych niezależnie od pory roku. Energetyka ma więc potencjalnego odbiorcę, mogącego zapewnić odbiór UPS w okresie zimowym, gdy występuje ich największa produkcja. W tym czasie w pozostałych branżach budowlanych występuje sezonowe ograniczenie aktywności, tym samym zapotrzebowanie na produkty uboczne pochodzące ze spalania węgla.

Energetyka zawodowa oparta na węglu jeszcze przez długi okres czasu będzie w Polsce podstawowym źródłem zasilania dla krajowego systemu elektroenergetycznego. Dlatego nie jest możliwe wyeliminowanie z procesu technologicznego powstawania odpadów – ubocznych produktów spalania. Podejmowane są kolejne działania, na skutek których UPS będą znajdowały zastosowanie w procesach technologicznych, zastępując surowce naturalne.

Wyzwaniem niedalekiej przyszłości jest takie gospodarowanie całością wytwarzanych UPS, aby produkty wytwarzane na ich bazie znalazły szerokie powszechne zastosowanie m.in. w technologiach budowlanych, górniczych, rolnictwie, rekultywacji terenów poprzemysłowych i zdegradowanych i in. przyczyniając się do ochrony środowiska naturalnego.

*PKE S.A.* uczestniczy w programach realizacji takich procesów współpracując m.in. z *PKW S.A., CTL Logistic – CTL Maczki-Bór Sp. z o.o.* Wynikiem podejmowanych w ostatnich latach w *PKE S.A.* działań jest sukcesywne obniżanie kosztów gospodarowania UPS.

*PKE S.A.* zawarło szereg umów na odzysk ubocznych produktów spalania. Odbiorcami są specjalistyczne firmy pośredniczące oraz firmy wykorzystujące UPS bezpośrednio w swojej działalności produkcyjnej.




Rys. 1. Ilości odpadów wg rodzaju poddanych odzyskowi w roku 2009

Kazimierz Szynol,
*Dyrektor PKE S.A. Elektrowni Jaworzno III*

Joachim Adamczyk,
*Dyrektor PKE S.A. Elektrowni Łaziska*

Eugeniusz Kuglarz,
*Dyrektor PKE S.A. EC Katowice*

Małgorzata Sztyrak,
*Kierownik Wydziału Analiz Chemicznych PKE S.A. Elektrowni Jaworzno III*

Adam Kozera,
*Kierownik Wydziału Analiz Chemicznych PKE S.A. Elektrowni Łaziska*

Gabriela Kret,
*Mistrz Laboratorium Chemicznego Wydziału Kontroli Eksploatacji PKE S.A. EC Katowice*

Jan Rogóż,
*Dyrektor PKE S.A. Elektrowni Łagisza*

Stanisław Gołąb,
*Dyrektor PKE S.A. Elektrowni Siersza*

Wioletta Krzyżak,
*Kierownik Wydziału Analiz Chemicznych PKE S.A. Elektrownia Łagisza*

Krystyna Majewska
*Kierownik Wydziału Analiz Chemicznych PKE S.A. Elektrowni Siersza*

# Laboratoria chemiczne *Południowego Koncernu Energetycznego S.A.*

# *PKE S.A.* Chemical Laboratories

## *PKE S.A. – Elektrownia Jaworzno III*

Wydział Analiz Chemicznych *PKE S.A. – Elektrowni Jaworzno III*, którego podległość służbowa jest zgodna z obowiązującym schematem organizacyjnym i Regulaminem Organizacyjnym *PKE S.A. – Elektrowni Jaworzno III*, świadczy usługi przede wszystkim dla macierzystego zakładu, dla elektrowni wchodzących w skład *PKE* oraz dla klientów zewnętrznych.

W Wydziale Analiz Chemicznych funkcjonują trzy systemy zarządzania wg różnych norm, a mianowicie: Zintegrowany System Zarządzania, System Zarządzania zgodny z normą PN-EN-ISO/IEC 17025 oraz System Zgodności Oceny Popiołu Lotnego do Betonu zgodny z normą PN-EN 450-1.

Laboratorium Chemiczne Wydziału Analiz Chemicznych *PKE S.A. – Elektrowni Jaworzno III* otrzymało w czerwcu 2006 roku Certyfikat Akredytacji nr AB 688 wydany przez Polskie Centrum Akredytacji. Systemami zarządzania objęta jest ta część Wydziału Analiz Chemicznych, której pomieszczenia laboratoryjne i osoby świadczące pracę znajdują się w *Elektrowni III* i *Elektrowni II*. Analizy z zakresu akredytowanych badań wykonywane są w Laboratorium EIII przy ul. Promiennej 51 i Laboratorium EII przy ul. Energetyków 15.

Laboratorium badawcze obejmuje wydzielony zakres badań Wydziału Analiz Chemicznych w *PKE S.A. – Elektrowni Jaworzno III* objętych systemem zarządzania. Głównym celem Wydziału Analiz Chemicznych jest prowadzenie badań fizykochemicznych w celu minimalizacji szkodliwego wpływu czynników chemicznych na proces wytwórczy w elektrowniach i elektrociepłowniach *PKE S.A.* Laboratorium badawcze wykonuje badania

POLSKIE CENTRUM AKREDYTACJI
POLISH CENTRE FOR ACCREDITATION

CERTYFIKAT AKREDYTACJI
LABORATORIUM BADAWCZEGO
ACCREDITATION CERTIFICATE OF TESTING LABORATORY
Nr AB 688

Potwierdza się, że: / This is to confirm that:

POŁUDNIOWY KONCERN ENERGETYCZNY S. A.
ul. Lwowska 23, 40-389 Katowice
WYDZIAŁ ANALIZ CHEMICZNYCH KA PKE S.A.
ELEKTROWNI „JAWORZNO III"
ul. Promienna 51, 43-603 Jaworzno

spełnia wymagania normy PN-EN ISO/IEC 17025:2005

Akredytowana działalność jest określona w Zakresie Akredytacji Nr AB 688

Akredytacja pozostaje w mocy pod warunkiem przestrzegania wymagań jednostki akredytującej określonych w kontrakcie Nr AB 688

Certyfikat akredytacji ważny do dnia 14.06.2014 r.

Akredytacji udzielono dnia 15.06.2006 r.

DYREKTOR POLSKIEGO CENTRUM AKREDYTACJI
EUGENIUSZ W. ROGOŃSKI

Warszawa, dnia 9 czerwca 2010 roku

na potrzeby klienta wewnętrznego, tj. *PKE S.A. – Elektrowni Jaworzno III* oraz klienta zewnętrznego, tj. na potrzeby pozostałych elektrowni i elektrociepłowni w ramach *Południowego Koncernu Energetycznego* lub klientów spoza *PKE S.A.*

Laboratorium współpracuje z innymi jednostkami prowadzącymi działalność o podobnym profilu w celu wymiany doświadczeń, wspólnego rozwiązywania problemów badawczych oraz podniesienia jakości usług.

**Zakres badań akredytowanych**

- Wody i ścieki – pH, przewodność elektryczna właściwa, twardość ogólna, krzemionka zdysocjowana, chlorki, żelazo, zawiesiny, substancje rozpuszczone, związki fosforu, azot amonowy, zawartość siarczanów, azot azotanowy, chemiczne zapotrzebowanie tlenu (ChZT), metale ciężkie – zgodnie z rozporządzeniem dot. jakości wody do picia i odprowadzanych ścieków.
- Paliwa stałe – wilgoć przemijająca, wilgoć analityczna, popiół, siarka ogólna, ciepło spalania, wartość opałowa, części lotne, węgiel całkowity.
- Odpady paleniskowe – wolny tlenek wapnia CaO, węgiel całkowity w odpadach paleniskowych, straty prażenia (części palne).
- Popiół lotny do betonu zgodnie z wymogami normy PN-EN-450-1 – straty prażenia, oznaczenie miałkości, chlorki, $SO_3$, reaktywne CaO, reaktywne $SiO_2$, oznaczenie zawartości alkaliów, MgO, zawartość fosforanów, suma $Al_2O_3+Fe_2O_3+SiO_2$, części palne w odpadach paleniskowych, części nierozpuszczalne, Ca.
- Gips – wilgoć (40°C), $CaSO_4 \times 2H_2O$, $CaCO_3$, chlorki, żelazo, glin, magnez, metale ciężkie, krzemionka + części nierozpuszczalne, pH wyciągu wodnego, uziarnienie, sód, potas.
- Sorbent węglanowy – wilgoć, $CaCO_3$, żelazo, glin, magnez, węgiel całkowity, sód, potas.

Pozostałe analizy wykonywane w laboratorium Wydziału Analiz Chemicznych obejmują:

- wody i ścieki – $Bzt_5$, fenole, twardość węglanowa, twardość niewęglanowa, twardość wapniowa, zawartość hydrazyny, zawartość fosforanów (małe ilości), zawartość siarczków, zawartość substancji rozpuszczonych mineralnych i lotnych, utlenialność $KMnO_4$;
- paliwa i odpady paleniskowe – analizy całkowite węgla oraz analizy biomasy do celów energetycznych;
- gips i sorbent – zawartość siarczynów, białość gipsu i sorbentu, magnez w wyciągu wodnym z gipsu, metale ciężkie w sorbencie, uziarnienie sorbentu.

Wydział Analiz Chemicznych wykonuje również analizy: osadów z rur kotłowych, olejów turbinowych i transformatorowych, osadów z oczyszczalni ścieków, osadów podekarbonizacyjnych.

Dzięki akredytacji Laboratorium może świadczyć usługi dla klientów zewnętrznych. Wszystkie usługi wykonywane dla klientów zewnętrznych realizowane są na podstawie zleceń lub umów oraz wyceniane zgodnie z zatwierdzonym cennikiem.

Czym jest akredytacja?

Akredytacja jest formalnym uznaniem, przez upoważnioną jednostkę, kompetencji do wykonywania określonych działań gwarantującym, że wykonywane badania są najwyższej jakości, przeprowadzane zgodnie z obowiązującymi normami i procedurami, a uzyskiwane wyniki są bezstronne i wiarygodne.

Poddanie laboratorium ocenie kompetencji jest wprawdzie dobrowolne, ale nie można zapominać, że jest również wymagane przez Dyrektywy unijne i Rozporządzenia Ministra Gospodarki oraz Ministra Ochrony Środowiska.

Podstawą do uzyskania akredytacji laboratorium badawczego jest spełnienie wymogów normy międzynarodowej PN-EN-ISO/IEC 17025:2005 „Ogólne wymagania dotyczące kompetencji laboratoriów badawczych i wzorcujących".

Wdrożenie w laboratorium systemu zarządzania zgodnie z tą normą wymagało podjęcia szeregu działań polegających na opisaniu i udokumentowaniu działalności laboratorium zarówno w sferze organizacji jak i działalności merytorycznej. Wymagania zawarte w normie są podzielone na dwie grupy.

Pierwsza dotyczy zarządzania laboratorium. Spełnienie tych wymagań jest równoważne ze spełnieniem wymagań systemu zarządzania zawartego w normie ISO 9001.

Druga grupa wymagań rozszerza wymagania normy ISO 9001 i jest specyficzna tylko dla laboratoriów.

Wymagania techniczne zawarte w normie PN-EN-ISO/IEC 17025 odnoszą się do:

- personelu,
- warunków lokalowych i środowiskowych,
- metod badania i wzorcowania oraz ich walidacji,
- wyposażenia laboratorium,
- spójności pomiarowej,
- pobierania próbek,
- postępowania z obiektami do badań,
- przedstawiania wyników.

Podstawowym dokumentem systemowym jest Księga Jakości Laboratorium, która wraz z deklaracją Najwyższego Kierownictwa stanowi dokładny opis działania systemu zarządzania w laboratorium badawczym.

Pozostała dokumentacja to:

- procedury ogólne,
- procedury badawcze,
- instrukcje ogólne laboratorium,
- instrukcje badawcze,
- dokumenty Polskiego Centrum Akredytacji,
- normy,
- obowiązujące akty prawne.

Nadzór nad dokumentacją systemową Laboratorium pełni kierownik ds. jakości.

Prace wdrożeniowe systemu zarządzania w Laboratorium *Elektrowni Jaworzno III* rozpoczęto w 2004 roku od przeprowadzenia szkoleń dla całego personelu laboratorium oraz szeregu szkoleń specjalistycznych dla kierownictwa technicznego i kierownika ds. jakości, czyli dla osób, które niezależnie od obowiązków służbowych pełnią kluczowe funkcje wynikające z wymagań normy PN-EN-ISO/IEC 17025.

Następnym etapem było opracowanie dokumentacji systemowej i technicznej.

Wydział Analiz Chemicznych *Elektrowni Jaworzno III* funkcjonuje w ramach Zintegrowanego Systemu Zarządzania, w laboratorium skorzystano więc z większości ogólnych procedur systemowych ZSZ, wprowadzając za zgodą Wydziału Organizacji i Zarządzania tylko niewielkie zmiany w treści, tak aby procedura była w dalszym ciągu uniwersalna, a zarazem spełniała wymagania normy PN-EN-ISO/IEC 17025.

Dokumentacja techniczna została w całości opracowana w laboratorium. Podstawową zasadą przy opracowaniu dokumentacji było ograniczenie do minimum liczby procedur, instrukcji, formularzy oraz innych nadzorowanych dokumentów, zapewniając jednocześnie przejrzystość i czytelność zasad funkcjonowania systemu.

Natomiast bardzo szczegółowo podeszliśmy do walidacji zgłoszonych do akredytacji metod badawczych oraz opracowania „programów sterowania jakością badań" dla poszczególnych oznaczeń chemicznych. Zadanie to wiązało się z wykonaniem dodatkowych badań i niezmiernie czasochłonną obróbką statystyczną wyników. Nie można zapominać, że oprócz analiz do walidacji priorytet cały czas stanowiły analizy rutynowe, zapewniające sprawne funkcjonowanie elektrowni.

Głównym elementem sterowania jakością badań jest spełnienie wymagań dokumentu PCA DA-05 dotyczącego badań międzylaboratoryjnych. Laboratorium akredytowane lub ubiegające się o akredytację powinno brać udział w badaniach międzylaboratoryjnych organizowanych przez uprawnione jednostki w zakresie zgłoszonym do akredytacji.

Jakość wykonanych analiz oceniana jest na podstawie parametru z-score. Kryteria oceny przedstawiają się następująco:

z-score < 2 – wynik zadowalający

z-score między 2 a 3 – wynik wątpliwy

z-score > 3 – wynik niezadowalający.

Badania międzylaboratoryjne są podstawowym elementem zewnętrznego sterowania jakością badań.

Wydział Analiz Chemicznych *Elektrowni Jaworzno III* od 2002 roku bierze regularnie udział w badaniach międzylaboratoryjnych w zakresie wód, ścieków, paliwa, popiołów oraz biomasy.

Obecnie laboratorium spełnia wszystkie wymagania ustawowe i prawne, zapewniające pełną i kompleksową obsługę macierzystych elektrowni. Laboratorium posiada możliwość obsługi chemicznej innych elektrowni w *PKE S.A.* oraz świadczenia usług dla klientów zewnętrznych.

## *PKE S.A. – Elektrownia Łaziska*

Laboratorium Chemiczne (Wydział Analiz Chemicznych) *PKE S.A. Elektrowni Łaziska* wykonuje badania zgodnie z potrzebami własnymi elektrowni oraz klientów zewnętrznych. Wykwalifikowany i doświadczony personel, nowoczesna aparatura oraz sprawnie funkcjonujący i dobrze opisany system zarządzania zapewniają wysoką jakość wykonywanych badań, a co się z tym nierozerwalnie wiąże – wiarygodność uzyskiwanych wyników.

Laboratorium prowadzi badania zgodnie z obowiązującymi normami oraz własnymi procedurami badawczymi, dbając przy tym o realizację wymagań klienta. Łaziski Wydział Analiz Chemicznych posiada Certyfikat Akredytacji PCA AB 689 w zakresie analiz wody i ścieków, paliw stałych i odpadów paleniskowych, gipsu i sorbentu, a także poboru prób węgla metodami mechanicznymi. Ponadto Laboratorium Chemiczne prowadzi analizy olejów smarowych i izolacyjnych, wód do celów energetycznych, biopaliw oraz uczestniczy w nadzorowaniu procesów chemicznych przebiegających w elektrowni (korekcja chemiczna wód obiegowych, mokre i półsuche odsiarczanie spalin, oczyszczanie ścieków). Od 2005 r. w celu umożliwienia uczestnictwa w procesie rozliczania tzw. energii zielonej (wytworzonej z udziałem biopaliw) Laboratorium Chemiczne jest członkiem Ogólnopolskiej Sieci Laboratoriów Nadzorowanych LABIOMEN działającej pod auspicjami Instytutu Chemicznej Przeróbki Węgla w Zabrzu.

Wydział Analiz Chemicznych, zwany popularnie laboratorium chemicznym, odgrywa niezwykle ważną rolę niemal w całym procesie produkcji energii elektrycznej. Spalanie węgla – podstawowy proces, dzięki któremu uwalniamy energię chemiczną paliwa – nie jest niczym innym jak zwyczajną reakcją chemiczną, natomiast badana regularnie przez laboratorium jakość węgla mówi o ilości

energii chemicznej możliwej do przetworzenia na energię elektryczną. Nośnikiem energii jest z kolei woda, która w warunkach pracy kotła musi charakteryzować się odpowiednią jakością – a to też oznacza ciągłe jej badanie metodami chemicznymi. Obiegi wodne elektrowni wymagają – wskutek naturalnych ubytków – okresowego uzupełniania i to wodą przetworzoną metodami chemicznymi. W obiegu wody chłodzącej mamy do czynienia z dekarbonizacją, czyli usuwaniem twardości przemijającej – tej odpowiedzialnej za powstawanie kamienia w naszych czajnikach, a w obiegu wodno-parowym – z deminaralizacją, czyli całkowitym usunięciem rozpuszczonych soli. Idąc dalej – większość urządzeń pracujących w *Elektrowni Łaziska* wymaga smarowania i żeby to wszystko się „kręciło", musi być zanurzone w jakimś oleju, którego regularnie kontrolowana jakość decyduje o sprawności czy to transformatorów, czy pracy turbin.

Z procesem spalania węgla w elektrowni nierozerwalnie związane są powstające w ogromnych ilościach odpady w postaci spalin oraz żużla i popiołu. Jakość tych ostatnich decyduje o możliwości ich dalszego zagospodarowania. Na przykład odpowiednia jakość popiołów decyduje o tym, że są one poszukiwanym materiałem dla budownictwa. System handlu emisjami $CO_2$: ilość dwutlenku węgla, a więc informacja czy zarobimy, czy stracimy na emisjach jest określana na podstawie wyników analiz fizykochemicznych wykonywanych także w tutejszym laboratorium.

Wydział Analiz Chemicznych sprawuje także „chemiczny nadzór" nad obiema instalacjami odsiarczania spalin.

Wydział Analiz Chemicznych *Elektrowni Łaziska* to – łącznie z kierującym nim Adamem Kozerą – 25 osób, objętych systemem zarządzania.

Łaziskie laboratorium posiada specjalny certyfikat świadczący o tym, że posiada odpowiednie kompetencje do prowadzenia analiz fizykochemicznych z akredytowanego zakresu, dzięki spełnieniu wymagań normy PN-EN ISO/IEC 17025 i tym samym znalazło się na liście laboratoriów akredytowanych Polskiego Centrum Akredytacji. Widnieje tam pod numerem AB 689 na stronie internetowej PCA i ma prawo posługiwać się stosownym znakiem graficznym.

Jeszcze w połowie lat dziewięćdziesiątych w Łaziskach badano tylko cztery elementy: węgiel, wodę, ścieki i oleje. Potem w elektrowni zaczęły pojawiać się nowe instalacje, np. odsiarczania spalin. Zaczęło się też zmieniać wyposażenie Laboratorium. Następnie przyszedł czas zdobywania tzw. akredytacji. Dziś to właśnie akredytacja otwiera dla łaziskiego laboratorium także rynki zewnętrzne poza elektrownią. Coraz więcej przepisów prawnych nakłada na różne przedsiębiorstwa i instytucje obowiązek wykonywania analiz w laboratoriach akredytowanych. Staje się już to niemal obowiązkiem powszechnym.

Dlatego tak istotną kwestią jest bardzo szeroki zakres akredytacji, obejmujący zarówno analizy wody i ścieków, jak i analizy paliw, głównie węgla kamiennego, odpadów paleniskowych, a także analizy dotyczące odsiarczania – sorbentów, gipsu oraz wiele jeszcze innych, stanowiących ciekawą ofertę łaziskiego laboratorium.

Jednym z elementów akredytacji są tzw. kompetencje techniczne laboratorium, dotyczące pomieszczeń, ludzi, sprzętu. Auditorzy dokładnie sprawdzają czy dana analiza, bądź cała ich seria rzeczywiście może być bez szkody dla wyników wykonywana w danym laboratorium. Z drugiej strony zmianom ulegają też normy i przepisy prawne. Zmiany te z kolei muszą znaleźć miejsce w aktualizowanych dokumentach systemowych. Wymagane jest przez normę ciągłe doskonalenie. Elementy te sprawiają, że nie tyle zdobycie akredytacji jest dziś istotne, ale jej utrzymanie. Na szczęście łaziska placówka wyposażona jest w odpowiednie urządzenia, a dzięki wysokim kwalifikacjom personelu i ciągłemu procesowi doskonalenia daje gwarancję spełniania najwyższych wymagań w dziedzinie badań i obsługi klienta.

## *PKE S.A. – Elektrociepłownia Katowice*

Laboratorium Chemiczne *PKE S.A. EC Katowice* jest komórką Wydziału Kontroli Eksploatacji z siedzibą w Katowicach przy ul. Siemianowickiej 60. Wykonuje badania na potrzeby *Elektrociepłowni Katowice* i posiada możliwości świadczenia usług dla innych elektrowni *PKE S.A.* oraz klienta zewnętrznego.

Laboratorium wyposażone jest w nowoczesny sprzęt, zatrudnia wykwalifikowany i doświadczony personel i prowadzi badania zgodnie z obowiązującymi normami oraz własnymi procedurami badawczymi.

Od 2006 roku Laboratorium jest członkiem Ogólnopolskiej Sieci Laboratoriów Nadzorowanych LABIOMEN działającej przy Instytucie Chemicznej Przeróbki Węgla w Zabrzu. Członkostwo w Sieci zapewnia jednolity system badań oraz utrzymanie biegłości Laboratorium w zakresie badań właściwości energetycznych paliw stałych, w szczególności biomasy i paliw z jej udziałem. Laboratorium wdrożyło i stosuje procedury badawcze opracowane dla badań biomasy w zespole laboratoriów akredytowanych IChPW. „Świadectwa biegłości" uzyskane przez Laboratorium są

potwierdzeniem kompetencji do wykonywania badań właściwości biomasy stałej do celów energetycznych w zakresie:

- przygotowania próbek do badań,
- oznaczania zawartości wilgoci całkowitej i wilgoci w próbce analitycznej,
- oznaczania zawartości części lotnych,
- oznaczania zawartości siarki,
- oznaczania ciepła spalania i obliczania wartości opałowej.

Laboratorium *EC Katowice*, wykorzystując jako element sterowania jakością uczestnictwo w badaniach międzylaboratoryjnych organizowanych przez LABIOMEN, potwierdziło również swoje kompetencje do wykonywania badania zawartości pierwiastka C w biomasie i odpadzie paleniskowym według własnych procedur badawczych.

Od roku 2006 do chwili obecnej Laboratorium uczestniczy również w badaniach międzylaboratoryjnych organizowanych przez Laboratorium SGS Polska w zakresie oznaczeń dotyczących badań węgla kamiennego.

Zadowalające wyniki uzyskane w badaniach międzylaboratoryjnych (z-score<2) pozwoliły na rozpoczęcie przygotowań do procesu akredytacji Laboratorium. W grudniu 2007 roku Laboratorium poddane zostało ocenie przez Polskie Centrum Akredytacji, w wyniku której otrzymało Certyfikat Akredytacji PCA AB 922 w zakresie analiz paliw stałych i odpadów paleniskowych.

Badania objęte zakresem akredytacji dla węgla kamiennego to:

- wilgoć przemijająca,
- wilgoć w węglu powietrznosuchym,
- wilgoć całkowita,
- wilgoć w próbce analitycznej,
- popiół,
- ciepło spalania i wartość opałowa,
- części lotne,
- siarka całkowita,
- chlor,
- węgiel całkowity.

Badania objęte zakresem akredytacji dla odpadu paleniskowego to węgiel całkowity.

Wdrożenie w Laboratorium systemu zarządzania zgodnego z normą PN-EN ISO/IEC 17025:2005 „Ogólne wymagania dotyczące kompetencji laboratoriów badawczych i wzorcujących" wymagało podjęcia szeregu działań polegających na opisaniu i udokumentowaniu działalności Laboratorium w sferze zarządzania i w sferze technicznej. Dokumentem systemowym jest Księga Jakości, która wraz z deklaracją Najwyższego Kierownictwa przedstawia dokładny opis działania systemu zarządzania w laboratorium badawczym. Na dokumentację systemu zarządzania składają się ponadto: procedury ogólne, procedury badawcze, instrukcje ogólne, instrukcje badawcze, dokumenty PCA, normy oraz obowiązujące akty prawne. Nadzór nad dokumentacją systemową sprawuje Kierownik ds. jakości. Całą dokumentację opracowano w Laboratorium, z uwzględnieniem konieczności zintegrowania z obowiązującymi w *EC Katowice* procedurami Zintegrowanego Systemu Zarządzania Jakością, Środowiskiem i BHP.

Laboratorium ciągle doskonali kompetencje dotyczące wyposażenia, personelu oraz pomieszczeń, w celu zagwarantowania spełnienia najwyższych wymagań w dziedzinie badań i analiz, a co za tym idzie, utrzymania akredytacji. Ponadto Laboratorium wykonuje analizy wód, ścieków, olejów oraz sorbentu.

W ramach badania wód i ścieków technologicznych Laboratorium wykonuje analizy:

- pH,
- przewodności elektrycznej właściwej,
- twardości ogólnej,
- krzemionki zdysocjonowanej,
- chlorków,
- żelaza,
- zawiesin,
- siarczanów,
- substancji rozpuszczonych,
- azotu amonowego,
- azotu azotanowego,
- ChZT,
- BZT5,

oraz innych wynikających z rozporządzeń dotyczących jakości wody do picia i odprowadzanych ścieków.

Obowiązek wykonywania analiz w laboratorium akredytowanym wynika z wielu przepisów prawnych nakładanych na przedsiębiorstwa. Nasze Laboratorium zgodnie ze zidentyfikowanymi potrzebami *EC Katowice* sukcesywnie rozszerza zakres akredytacji, traktując to nie tylko jako swój obowiązek, ale także możliwość rozwoju i doskonalenia zawodowego całego personelu.

## *PKE S.A. – Elektrownia Łagisza*

Aby sprostać rosnącym wymaganiom rynku, w Wydziale Analiz Chemicznych Elektrowni Łagisza wdrożono system zarządzania wg normy PN-EN ISO IEC 17025 :2005„Ogólne wymagania dotyczące kompetencji laboratoriów badawczych i wzorcujących".

We wrześniu 2008 roku, po dokonanej ocenie audytorów z Polskiego Centrum Akredytacji, Wydział otrzymał Certyfikat Akredytacji Laboratorium Badawczego nr AB 926. Zakres akredytacji Laboratorium Badawczego dotyczy pobierania próbek węgla kamiennego do oznaczeń jakościowych, analizy paliwa i odpadów paleniskowych.

Akredytowane analizy paliwa obejmują:

- wilgoć przemijającą,
- wilgoć w węglu powietrzno-suchym,
- wilgoć w próbce analitycznej,
- zawartość popiołu,
- zawartość siarki całkowitej,
- ciepło spalania,
- zawartość pierwiastka „C".

Akredytowane analizy odpadów paleniskowych dotyczą zmiany masy przy prażeniu oraz zawartości pierwiastka „C".

Laboratorium wykonuje analizy zgodnie z aktualnymi normami i własnymi procedurami badawczymi. Mimo że akredytacja jest udzielona tylko na określone metody badawcze, system zarządzania funkcjonuje w całym Wydziale.

W Wydziale Analiz Chemicznych wykonuje się również analizy:

- wody i ścieków,
- surowców i produktów instalacji odsiarczania spalin IOS,
- olejów smarnych i izolacyjnych.
- wód obiegu wodno-parowego bloku 460 MW i pozostałych bloków.

Zainstalowana aparatura na obiektach, służąca do chemicznych pomiarów on-line, jest sprawdzana i kalibrowana na podstawie analiz wykonywanych przez pracowników Wydziału.

Poprawność i powtarzalność wyników uzyskuje się w Wydziale Analiz Chemicznych dzięki rzetelnej pracy personelu, jak również nowoczesnej aparaturze chemicznej.

Pracownicy Wydziału Analiz Chemicznych potwierdzają wysoką jakość swojej pracy biorąc udział w badaniach międzylaboratoryjnych-porównawczych. Jakość uzyskiwanych wyników jest na poziomie zadowalającym, tzn. z score <2. Niezależna, pozytywna ocena wyników jest istotnym elementem zapewnienia jakości. Ważnym elementem sprawdzającym poprawność i wiarygodność wyników jest walidacja i niepewność stosowanych metod badawczych oraz sterowanie jakością badań. Stosowane wyposażenie jest stale nadzorowane (sprawdzane, wzorcowane), a parametry wymagane do jego właściwej pracy są monitorowane i dokumentowane. Metodyki badawcze są sprawdzane na podstawie certyfikowanych materiałów odniesienia CRM. Na podstawie analizy materiałów odniesienia tworzone są Karty kontrolne zawierające dane wykreślane w funkcji czasu. Wykreślane granice kontrolne pozwalają na właściwe badanie trendów pomiędzy kolejnymi wynikami analizy CRM.

Prawidłowa i precyzyjna analiza paliw i innych wymienionych mediów ma duże znaczenie. Zakup surowców energetycznych to dla zakładu jeden z głównych kosztów produkcji. Uzyskiwanie wiarygodnych wyników analiz wykonywanych w Wydziale Analiz Chemicznych, potwierdzonych akredytacją, umożliwia wykorzystanie danych analitycznych do wyliczania wielkości emisji dwutlenku węgla.

Połączenie ze sobą obiegów wodnych w *Elektrowni Łagisza*, tj. wykorzystywanie oczyszczonych ścieków gospodarczo-bytowych jak i wód obiegu chłodzącego do produkcji wody zdemineralizowanej, wymaga częstego analizowania wód pod względem chemicznym w szerokim zakresie. Bieżąca analiza i współpraca z pozostałymi wydziałami zakładu przyczynia się do racjonalnego wykorzystania nośników energii, jak również ograniczenia oddziaływania zakładu na środowisko naturalne oraz doskonalenia systemu zarządzania.

## *PKE S.A. – Elektrownia Siersza*

Wydział Analiz Chemicznych *Elektrowni Siersza* uzyskał akredytację w grudniu 2008 roku (nr akredytacji AB 973). Obecnie posiada 20 zatwierdzonych metod badawczych związanych z pobieraniem próbek i analizowaniem węgla, biomasy i odpadów paleniskowych. Na dzień dzisiejszy jest jedynym laboratorium w *PKE* posiadającym zatwierdzone przez PCA metody badania biomasy.

Biomasa pojawiła się jako paliwo w *Elektrowni Siersza* w roku 2004. Współspalając ją z paliwem podstawowym, jakim jest węgiel kamienny mogliśmy uzyskaną w ten sposób energię elektryczną zaliczyć do tzw. zielonej energii. *Elektrownia Siersza* jest jednym z największych w *PKE S.A.* producentów energii ze źródeł odna-

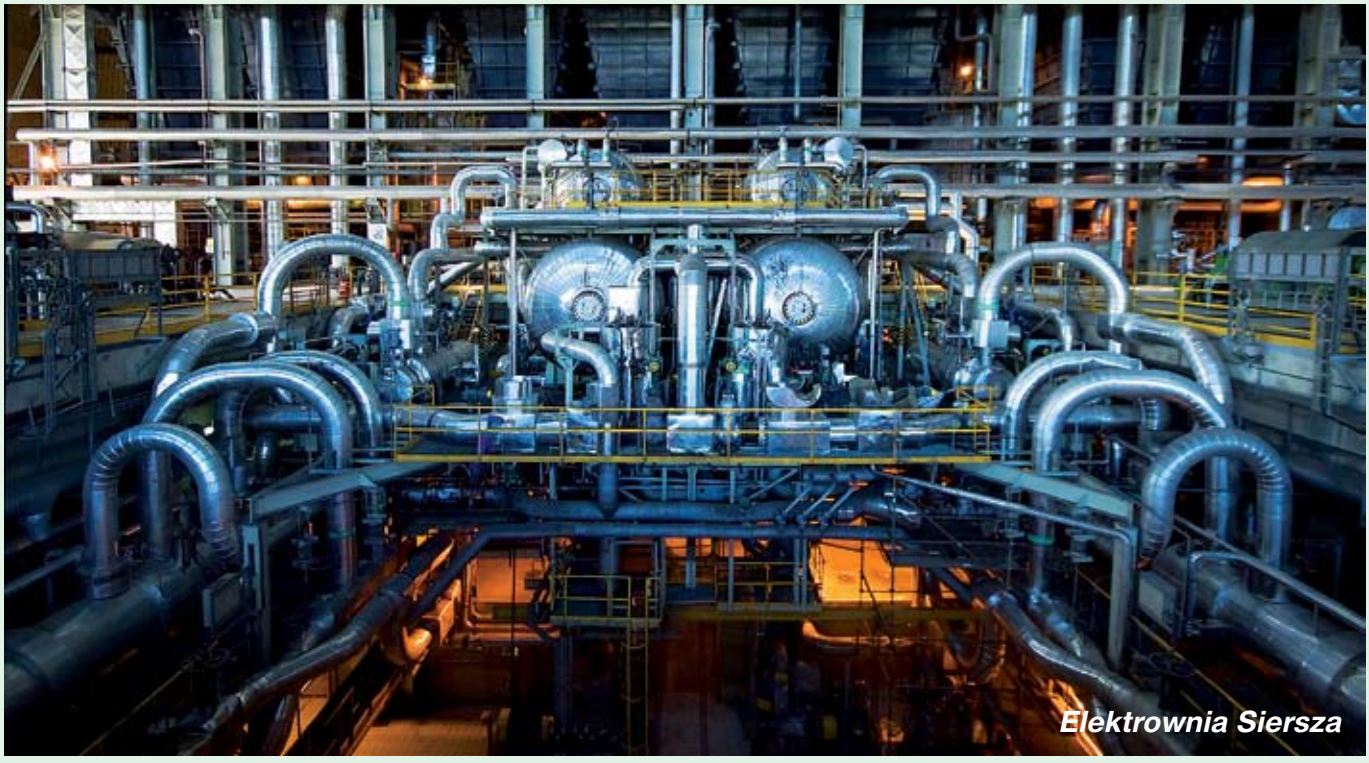
wialnych. Od 2004 roku spalono już ponad 485 tysięcy ton tego paliwa. Chcąc wiedzieć, ile energii zielonej wytworzono musimy poznać między innymi parametry fizykochemiczne wprowadzanej do kotła biomasy. Określa je laboratorium analityki paliw z próbek pobranych bezpośrednio ze strumienia paliwa podawanego do kotła. Ponadto do rozliczeń z dostawcami pobierane są próbki z każdej dostawy tego paliwa. Po różnych „zabiegach" zgodnych z procedurami badawczymi, mającymi na celu przygotowanie reprezentatywnej próbki dla badanej partii, wykonywane są analizy.

Do elektrowni dostarczanych było dotychczas kilkanaście różnych rodzajów biomasy, między innymi: zrębka drewniana, łuska słonecznika, słoma, siano, otręby pszenne, śruta rzepakowa. Badano również takie surowce, jak łuski kakaowca, susz owocowy czy śruta chmielowa.

Nasze laboratorium posiada akredytację na pobór próbek oraz badanie następujących parametrów biomasy: wilgoć całkowita i analityczna, zawartość popiołu i siarki oraz wyznaczanie ciepła spalania i obliczanie wartości opałowej.

Laboratorium wyposażone jest w nowoczesne przyrządy czołowych firm z branży analitycznej. Wśród nich znajdują się analizatory siarki i węgla, kalorymetry, termograwimetry.

W celu zapewnienia prawidłowej eksploatacji urządzeń zakładu, oprócz określania parametrów paliw i odpadów paleniskowych, Wydział Analiz Chemicznych wykonuje badania wód surowych, wód obiegu wodno-parowego, ścieków technologicznych i socjalno–bytowych oraz olejów smarnych i transformatorowych. Badania te wykonywane są tak jak w pozostałych elektrowniach *PKE*.



*Elektrownia Siersza*

Leszek Wiśniowski,
*Dyrektor ds. Remontów i Modernizacji*

Sebastian Faruga
*Specjalista ds. Kotłów i Urządzeń Pomocniczych*

# Ograniczenie emisji $NO_x$ – program zmniejszenia emisji zanieczyszczeń

## $NO_x$ Emission Reduction – Air Pollution Emissions Reduction Programme

Duża część bloków energetycznych eksploatowanych w polskiej energetyce przepracowała już ponad 200 tysięcy godzin. Odbudowa mocy wytwórczych staje się koniecznością, *Południowy Koncern Energetyczny S.A.* zapoczątkował program budowy nowych jednostek, czego przykładem jest oddany do eksploatacji w 2009 roku blok 460 MW w *Elektrowni Łagisza*.

Program odbudowy będzie kontynuowany w najbliższych latach, jednak mimo to przyrost mocy z nowych jednostek wytwórczych będzie zbyt mały w stosunku do zapotrzebowania na moc elektryczną. W związku z tym Zarząd *PKE S.A.* w 2007 roku podjął decyzję o przedłużeniu pracy bloków 200 MW do roku 2027 – 2030, pierwotny termin wycofania z eksploatacji był określony na 2017 rok. W *PKE S.A.* pracuje 10 bloków klasy 200 MW: sześć jednostek w *EL. Jaworzno III* oraz cztery jednostki w *El. Łaziska*.

W czasie dotychczasowej eksploatacji bloki przeszły szereg modernizacji mających na celu podniesienie mocy zainstalowanej, poprawę sprawności przemiany oraz dostosowanie do wymogów przepisów ochrony środowiska w zakresie emisji $SO_2$ i pyłów. Przedłużenie czasu eksploatacji do 2030 r. wiąże się z koniecznością dostosowania kotłów do obowiązujących wymagań ekologicznych i przeprowadzenia ich modernizacji umożliwiających bezpieczną pracę w wydłużonym okresie eksploatacji. W tym celu dokonano analizy możliwości zwiększenia żywotności elementów krytycznych urządzeń oraz wymagań prawnych z zakresu ochrony środowiska. Po analizie okazało się, że największym problemem jest spełnienie norm emisji $NO_x$.

Obecnie stosowane metody pierwotne pozwalają na dotrzymanie stężenia emisji $NO_x$ na poziomie 500 mg/m$^3_n$ (491 mg/m$^3_n$ przy współspalaniu biomasy), wynikającego z Rozporządzenia Ministra Środowiska z dnia 20 grudnia 2005 r. w sprawie standardów emisyjnych z instalacji. Rozporządzenie to wdrożyło dyrektywę Parlamentu Europejskiego i Rady z dnia 23 października 2001 r. w sprawie ograniczenia emisji niektórych zanieczyszczeń do powietrza z dużych obiektów energetycznego spalania (2001/80/WE).

Niniejszy standard obowiązuje do końca 2015 r., jednak w wyniku skorzystania przez *Elektrownie Jaworzno* oraz *Łaziska* z derogacji zawartej w Traktacie Akcesyjnym od 1 stycznia 2018 r. bloki 200 MW powinny spełniać standard emisyjny dla $NO_x$ w wysokości 200 mg/m$^3_n$.

Służby techniczne elektrowni i Centrum Zarządzania *PKE S.A.* przeprowadziły szczegółową analizę w zakresie technologii obecnie wykorzystywanych w celu osiągnięcia aktualnie wymaganych poziomów emisji i możliwości ewentualnego wykorzystania ich do głębszej redukcji $NO_x$, innych technologii odazotowania oraz sposobu przeprowadzenia inwestycji.

Obecnie w kotle OP-650k w *Elektrowni Jaworzno III* pracują 24 palniki niskoemisyjne typu NR-LCC oraz dodatkowy układ dysz OFA. W celu wyeliminowania zjawiska korozji niskotlenowej, towarzyszącego spalaniu niskoemisyjnemu, zabudowano układ powietrza osłonowego ekranów komory paleniskowej.

W *Elektrowni Łaziska* redukcję emisji do aktualnie obowiązującego poziomu osiągnięto własną technologią. Kocioł wyposażony został w niskoemisyjny system paleniskowy, składający się z układu palników wirowych oraz układu dysz OFA. Zagęszczona mieszanka jest podawana do I i II-go rzędu, a rozrzedzona do III i IV-go rzędu palników. Podział mieszanki na poszczególne pyłoprzewody jest realizowany poprzez zmiany konstrukcyjne w odsiewaczu młyna, które doprowadzają do separacji cząsteczek węgla.

Obecnie stosowane w *PKE S.A.* technologie pozwalają na dotrzymanie aktualnych wymagań środowiskowych, jednak są niewystarczające do osiągnięcia poziomu emisji poniżej 200 mg/m$^3_n$. Aby to zrealizować konieczne jest wykorzystanie innych metod.

Zasadniczo rozróżnia się dwie możliwości ograniczania emisji tlenków azotu powstałych w procesie energetycznego spalania paliwa. Są to metody pierwotne oraz metody wtórne.

Redukcja tlenków azotu w spalinach metodami pierwotnymi polega na ograniczeniu czynników mających bezpośredni, korzystny wpływ na proces utleniania azotu w komorze paleniskowej.

Redukcja tlenków azotu następuje poprzez:

- obniżanie temperatury spalania, głównie temperatury płomienia i jego jądra,
- obniżanie stężenia tlenu w strefie spalania,
- skracanie czasu przebywania cząstek paliwa w strefie wysokich temperatur.

Zastosowanie metod pierwotnych nie pozwoli jednak na osiągnięcie zadowalającego poziomu emisji. W celu dotrzymania standardów emisyjnych po roku 2017 niezbędne jest zastosowanie metod wtórnych redukcji tlenków azotu w spalinach.

Metody wtórne polegają na usuwaniu powstałych w procesie spalania paliwa w komorze paleniskowej kotła tlenków azotu ze spalin kotłowych i obejmują:

- selektywną redukcję niekatalityczną (SNCR – Selective Non-Catalytic Reduction),
- selektywną redukcję katalityczną (SCR – Selective Catalytic Reduction).

Metoda niekatalityczna SNCR polega na wtrysku do komory paleniskowej czynnika redukującego. Jako czynnik redukujący stosowane są amoniak lub mocznik w postaci roztworu wodnego. Do uzyskania redukcji $NO_x$ do poziomu 200 mg/m$^3_n$ potrzebne jest obniżenie zawartości $NO_x$ do około 380 mg/m$^3_n$ spalin suchych przy zawartości 6% $O_2$ metodą pierwotną.

Wtrysk reagenta do komory paleniskowej powoduje pożądaną reakcję w wąskim zakresie temperatury spalin. Prowadzenie procesu w temperaturze wyższej niż maksymalna skutkuje zwiększonym tworzeniem się tlenków azotu, natomiast poniżej temperatury minimalnej powoduje emisję nieprzereagowanego amoniaku. W metodzie tej istotna jest iniekcja reagenta do odpowiedniej przestrzeni kotła, tak aby uzyskać maksymalne wymieszanie amoniaku (mocznika) i tlenków azotu we właściwym zakresie temperatur podczas normalnej pracy kotła. Wymaga to znajomości profilu temperatur w kotle w zależności od jego obciążenia przy zagwarantowaniu odpowiedniego czasu kontaktu reagentów.

Selektywna katalityczna redukcja SCR przeprowadzana jest z udziałem amoniaku ($NH_3$) w obecności katalizatora i w zakresie temperatur 350 – 450°C. Proces jest określany jako selektywny, ponieważ amoniak ma tu większe powinowactwo chemiczne do $NO_x$ niż tlen; niemniej obecny w gazach tlen przyspiesza proces redukcji $NO_x$ i bierze udział w pośrednich jego etapach.

Zaletą selektywnej redukcji katalitycznej (SCR) jest niewątpliwie, największa ze wszystkich stosowanych metod, skuteczność odazotowania spalin, która dochodzi do 85%. W procesie tym zużywa się też mniej reagenta, mniejsze jest też prawdopodobieństwo przecieku nieprzereagowanego amoniaku (tzw. slip), natomiast wadą tej metody jest wysoki koszt katalizatora oraz konieczność okresowej jego wymiany lub regeneracji.

W czasie przeprowadzania analizy zagadnienia przez służby techniczne *PKE S.A.* w Polsce nie pracowała żadna tego typu instalacja obniżająca emisję $NO_x$ z istniejących źródeł do poziomu poniżej 200 mg/m$^3_n$. Dane czerpaliśmy ze wstępnych ofert budżetowych złożonych przez wykonawców tego typu układów oraz od producentów energii elektrycznej z Austrii i Niemiec. Wyniki analiz wskazywały, że optymalnym rozwiązaniem będzie połączenie metod pierwotnych i jednej z metod wtórnych. Jednak różnorodność technologii oraz niepewność danych przyjętych do rozważań spowodowała podjęcie decyzji o rozpoczęciu postępowania przetargowego w trybie negocjacji z ogłoszeniem na wyłonienie wykonawcy budowy w formule „pod klucz" kompletnej instalacji odazotowania spalin bez wskazania konkretnej metody.

Wybór tego trybu przetargu pozwala na doprecyzowanie zagadnień nowatorskiej na polskim rynku inwestycji. Kryteria oceny ofert stanowią: koszty inwestycyjne, eksploatacyjne i zakres gwarancji. Ze względu na różnice techniczne bloków typu 200 MW pracujących w elektrowniach *PKE S.A.* zdecydowano o prowadzeniu dwóch osobnych postępowań na budowę sześciu instalacji w *Elektrowni Jaworzno III* oraz czterech w *Elektrowni Łaziska*.

Terminy realizacji inwestycji wpisują się w wieloletni harmonogram remontów i modernizacji jednostek wytwórczych *PKE S.A.*

| | | 2011 | 2012 | 2013 | 2014 | 2015 |
|---|---|---|---|---|---|---|
| Jaworzno III | blok 1 | | | | | |
| | blok 2 | | | | | |
| | blok 3 | | | | | |
| | blok 4 | | | | | |
| | blok 5 | | | | | |
| | blok 6 | | | | | |
| Łaziska | blok 9 | | | | | |
| | blok 10 | | | | | |
| | blok 11 | | | | | |
| | blok 12 | | | | | |

Projekt będzie realizowany w latach 2010 – 2015, pozwoli to na rozłożenie wysiłku inwestycyjnego przy równoczesnym zminimalizowaniu czasu wyłączeń mocy zainstalowanej. Postój bloków związany z budową instalacji zostanie wykorzystany do przeprowadzenia niezbędnych modernizacji urządzeń mających na celu zwiększenie ich żywotności. Obejmować one będą elementy turbin, kotłów, urządzeń pomocniczych, wybranych urządzeń elektrycznych i AKPiA. Zakres prac remontowo- modernizacyjnych będzie indywidualnie dobrany do danego bloku i obejmować będzie niezbędne działania, które zabezpieczą poprawną pracę bloków w przedłużonym czasie eksploatacji.

Po przeprowadzeniu programu modernizacji uzyskamy następujące efekty:

- ładunek $NO_x$ emitowany do atmosfery ulegnie zmniejszeniu o około 9 000 ton/rok w skali *PKE S.A.,*
- umożliwiona zostanie eksploatacja dziesięciu bloków energetycznych klasy 200 MW do planowanego terminu ich wycofania z eksploatacji w latach 2027 – 2030.

Bolesław Kardoliński,
*Dyrektor ds. Produkcji i Polityki Ekologicznej*

Grażyna Paluch
*Główny Inżynier ds. Ochrony Środowiska*

# Wpływ polityki energetycznej UE promującej zrównoważone korzystanie z zasobów naturalnych na działalność *PKE S.A.*

# Influence of the EU Energy Policy, Promoting Sustainable Use of Natural Resources on *PKE* Business Activity

Polityka ekologiczna Unii Europejskiej ukierunkowana jest na wzrost i pogłębianie działań mających na celu szeroko pojętą ochronę środowiska naturalnego. Wprowadzane przez UE prawo w tym obszarze ma głównie przyczynić się do wdrażania przez kraje członkowskie takich rozwiązań, które skutecznie pozwolą osiągnąć wyznaczone cele. Unia Europejska od kilka lat promuje i stymuluje wprowadzanie rozwiązań w branży energetycznej, które pozwalałyby na efektywniejsze wykorzystanie paliw pierwotnych, wzrost udziału produkcji energii elektrycznej i ciepła z odnawialnych źródeł energii oraz skojarzonego wytwarzania energii elektrycznej i ciepła.

Elektrownie i elektrociepłownie wchodzące w skład *PKE S.A.* mają w pełni uregulowany stan formalnoprawny i posiadają wszystkie wymagane prawem pozwolenia.

Strategia rozwoju *PKE S.A.* w ramach *Grupy Tauron* w perspektywie do 2020 r. przewiduje zrównoważone korzystanie z zasobów naturalnych oraz prowadzenie eksploatacji jednostek wytwórczych w zgodzie z obecnymi i przyszłymi wymaganiami prawnymi.

W ramach realizacji wspomnianej strategii przyjęto następujące kierunki działań:

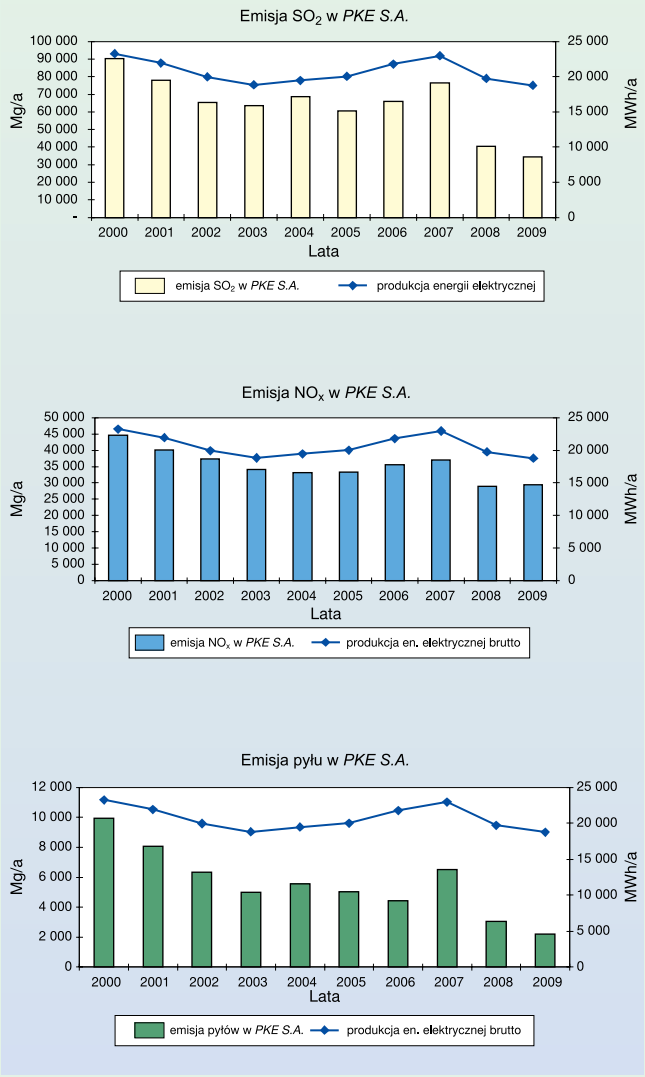
- wycofywanie nieefektywnych jednostek wytwórczych,
- modernizację istniejących jednostek wytwórczych ukierunkowaną w znacznej mierze na dostosowanie do zaostrzających się wymogów ekologicznych,
- odtworzenia mocy przy wykorzystaniu najlepszych, ekonomicznie uzasadnionych technologii, minimalizujących niekorzystny wpływ na środowisko,
- zwiększenie produkcji energii elektrycznej przy wykorzystywaniu odnawialnych źródeł energii.

Realizacja tych celów spowoduje sukcesywne zmniejszanie negatywnego oddziaływania na środowisko przy jednoczesnym zapobieganiu występowania potencjalnych zagrożeń dla środowiska. *PKE S.A.* w pełni kontroluje ryzyko związane z zagrożeniami związanymi z przewidywanymi zmianami w przepisach prawnych, w tym w Dyrektywach Unii Europejskiej.

## Inwestycje proekologiczne *PKE S.A.*

W ramach dostosowywania działalności *PKE* do wymogów wynikających z konieczności ograniczania zagrożeń dla środowiska zrealizowano osiem grup zadań inwestycyjnych, a wśród nich:

- odtworzenie mocy w technologii fluidalnego spalania, co skutkuje obniżeniem emisji zanieczyszczeń,
- obniżenie emisji $NO_x$ poprzez zastosowanie palników niskoemisyjnych oraz zmianę organizacji procesu spalania,
- wiele innych procesów modernizacyjnych mających na celu poprawę sprawności wytwarzania (na przykład: podniesienie mocy i sprawności wytwarzania bloków 200 MW, modernizacja układów chłodzenia),
- przejście z technologii hydroodżużlania do odżużlania na „sucho", czego efektem jest między innymi odejście od składowania odpadów,
- instalacje odsiarczania spalin (obecnie 85% produkowanej mocy elektrycznej brutto *PKE S.A.* jest odsiarczane), w tym:
  - włączono blok Nr 5 w *Elektrowni Łagisza* do IOS bloków 6 i 7,
  - budowa IOS dla dwóch bloków nieodsiarczanych w *Elektrowni Jaworzno III*;
- budowa instalacji umożliwiających produkcję energii elektrycznej z wykorzystaniem odnawialnych źródeł energii metodą współspalania biomasy (obecnie w *PKE S.A.* mamy pięć jednostek współspalania biomasy);
- dostosowanie *Elektrowni Blachownia* do spalania wyłącznie gazu koksowniczego, co pozwoliło znacząco obniżyć emisję zanieczyszczeń, a w szczególności $CO_2$,
- przekazanie do eksploatacji w roku 2009 r. w *Elektrowni Łagisza* bloku energetycznego na parametry nadkrytyczne w technologii spalania fluidalnego o mocy elektrycznej brutto 460 MW; nowa jednostka wytwórcza zapewnia redukcję emisji dwutlenku siarki i tlenków azotu do wielkości ⩽200 mg/$m^3_n$ (spaliny suche, 6% $SO_2$).



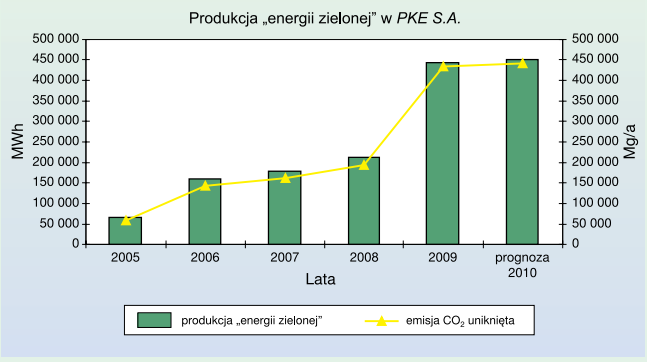

Rys. 1. Zmiany emisji $SO_2$, $NO_x$ i pyłu w *PKE S.A.* w latach od 2000 do 2009 r.

## Inwestycje proekologiczne

- Wyposażenie bloków typoszeregu 200 MW w *Elektrowni Jaworzno III* i *Elektrowni Łaziska*, w instalacje umożliwiające osiągnięcie standardu emisji na poziomie 200 $mgNO_x/m^3_n$; obecnie bloki te osiągają standard emisji na poziomie ok. 500 $mgNO_x/m^3_n$,
- Dostosowanie *EC Katowice* do współspalania biomasy.
- Budowa w *EC Bielsku-Białej EC1* jednostki kogeneracyjne o mocy elektrycznej 50 MW i cieplnej 180 MW.
- Budowa w *Elektrowni Jaworzno III – Elektrowni II* kotła fluidalnego opalanego biomasą, co pozwoli na wykorzystanie nieeksploatowanej turbiny parowej o mocy elektrycznej 50 MW.
- Odtworzenie mocy w nowych wysokoefektywnych technologiach.

Działania inwestycyjne i modernizacyjne w elektrowniach i elektrociepłowniach *Południowego Koncernu Energetycznego S.A.* przekładają się na efekty ekologiczne, których wyrazem są m.in.:

- ograniczenie emisji do powietrza atmosferycznego $SO_2$, $NO_x$, pyłu odpowiednio o około: 62%, 34% i 78% (odniesienie roku 2009 do 2000);
- w związku z produkcją energii elektrycznej na bazie odnawialnych źródeł energii metodą współspalania biomasy w latach 2005 do 2009 uniknięto emisji $CO_2$ na poziomie ok. 1 mln Mg;
- zmiany w gospodarce wodno-ściekowej prowadzące do racjonalnego wykorzystania zasobów wodnych, wykorzystania ścieków na potrzeby technologiczne, zmiany źródeł dostaw wody, poprawa jakości odprowadzanych ścieków;
- zmiany w gospodarowaniu odpadami, przekształcenie odpadów w surowce, odejście od składowania; ponad 98% odpadów ze spalania i odsiarczania spalin jest poddane procesom odzysku;
- rekultywacja i zamykanie składowisk odpadów paleniskowych, m.in. zakończony został proces zamykania składowiska Zespołu *Elektrociepłowni Bielsko-Biała;*
- efektywne ograniczanie hałasu.




Rys. 2. Produkcja energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii metodą współspalania biomasy w latach 2005 – 2009 z prognozą na rok 2010

## Rozwój skojarzonego wytwarzania energii elektrycznej i ciepła (tzw. czerwone certyfikaty)

Głównym aktem prawnym, który określa, w jakim kierunku powinny państwa członkowskie wspierać wytwarzanie energii elektrycznej z kogeneracji o wysokiej sprawności jest dyrektywa 2004/8/WE. Dokument ten określa ogólne zasady dla wspierania kogeneracji na wewnętrznym rynku energii.

Implementacja tej dyrektywy do przepisów polskich nastąpiła w nowelizacji ustawy o zmianie ustawy *Prawo energetyczne* w 2007 roku. Zgodnie z „Polityką energetyczną Polski do 2030 roku" – nad którą prace zakończono w lutym 2009 roku – zakłada

się dwukrotny wzrost do 2020 roku produkcji energii elektrycznej wytwarzanej w technologii wysokosprawnej kogeneracji, w porównaniu z produkcją w 2006 roku. Szczegółowe zasady określa rozporządzenie Ministra Gospodarki z dnia 26 września 2007 roku w sprawie sposobu obliczania danych podanych we wniosku o wydanie świadectwa pochodzenia z kogeneracji oraz szczegółowego zakresu obowiązku uzyskania i przedstawienia do umorzenia tych świadectw, uiszczania opłaty zastępczej i obowiązku potwierdzania danych dotyczących ilości energii elektrycznej wytworzonej w wysokosprawnej kogeneracji.

Obowiązujący w Polsce program wspierania kogeneracji przewiduje wprowadzenie systemów świadectw pochodzenia. Świadectwa pochodzenia z kogeneracji wydaje w Polsce Prezes Urzędu Regulacji Energetyki dla energii elektrycznej wytworzonej w źródle energii spełniającym warunki wysokosprawnej kogeneracji. Przedsiębiorstwa energetyczne zajmujące się wytwarzaniem energii elektrycznej lub jej obrotem i sprzedające tę energię odbiorcom końcowym są obowiązane uzyskać i przedstawić do umorzenia Prezesowi Urzędu Regulacji Energetyki świadectwa pochodzenia z kogeneracji lub uiścić opłatę zastępczą.

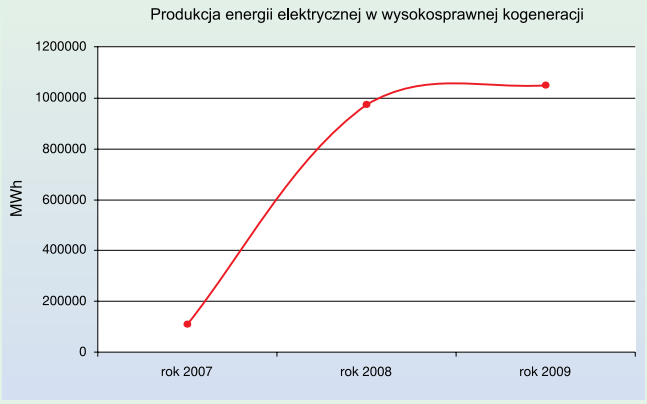
Skutkiem wprowadzenia takiego systemu dla jednostek kogeneracyjnych było podjęcie działań przez *PKE S.A.* mających na celu wydzielenie jednostek kogeneracyjnych w poszczególnych elektrowniach i elektrociepłowniach. Na podstawie ówczesnego projektu rozporządzenia kogeneracyjnego wykonano audyty startowe.

W dniu 18 grudnia 2007 roku decyzją Prezesa URE uzyskano koncesję na wytwarzanie energii elektrycznej dla jednostek pracujących w kogeneracji.

Produkcja energii elektrycznej w wysokosprawnej kogeneracji zależna jest ściśle od ilości ciepła sprzedawanego odbiorcom końcowym. Ponieważ zapotrzebowanie na ciepło ulega zmianie z różnych powodów, chociażby ze zróżnicowania temperatur powietrza atmosferycznego w okresie zimowym, proces określania jak i monitorowania produkcji energii elektrycznej w celu uzyskania odpowiedniej oszczędności energii pierwotnej paliwa PES musi być poddawany szczegółowym analizom.

W związku z decyzją Komisji Europejskiej z dn. 19 listopada 2009 roku oraz wprowadzeniem do ustawy *Prawo energetyczne* zmian, które weszły w życie z dniem 11 marca 2010 zaistniała potrzeba zmiany zapisów rozporządzenia kogeneracyjnego.

Obecnie przygotowywany przez Ministerstwo Gospodarki projekt, będący w fazie konsultacji, wprowadza istotne zmiany, co do sposobu i zakresu określania produkcji energii elektrycznej w wysokosprawnej kogeneracji. Zmiany te mogą w znaczący sposób wpłynąć na ilość świadectw pochodzenia z wysokosprawnej kogeneracji nie tylko dla jednostek *PKE*, ale w jeszcze większym stopniu dla całego kraju.




Rys. 3. Produkcja energii elektrycznej w wysokosprawnej kogeneracji *w PKE S.A.* w latach 2007 – 2009

Elektrociepłownia Katowice

Joachim Adamczyk,
*Dyrektor PKE S.A.*
*Elektrowni Łaziska*

Kazimierz Szynol,
*Dyrektor PKE S.A.*
*Elektrowni Jaworzno III*

Stanisław Gołąb,
*Dyrektor PKE S.A.*
*Elektrowni Siersza*

Ewa Błaszczyk,
*St. Specjalista*
*w Wydziale Organizacji Zarządzania,*
*PKE S.A. Elektrowni Jaworzno III*

Marian Kwiatkowski
*Pełnomocnik ds. Zintegrowanych Systemów Zarządzania*
*PKE S.A. Elektrowni Siersza*

# *PKE S.A. – Elektrownie Łaziska, Jaworzno III* i *Siersza* w systemie EMAS[1)]

# *PKE S.A. – Łaziska, Jaworzno III* and *Siersza* Power Plants in EMAS System

*„Nie odziedziczyliśmy Ziemi po naszych przodkach.*
*Pożyczyliśmy ją tylko od naszych dzieci".*
Pionier ekologów – Lester R. Brown

## Łaziski EMAS – ścieżka przetarta

*Elektrownia Łaziska* została już w 2005 roku zaproszona przez Narodową Fundację Ochrony Środowiska do udziału w programie pilotażowym wdrażania EMAS w Polsce, realizowanym pod patronatem Ministerstwa Środowiska.

W wyniku prac wdrożeniowych uzupełniono funkcjonujący system zarządzania środowiskiem o elementy wymagane przez EMAS, przeszkolono kadrę kierowniczą i przygotowano deklarację środowiskową. W maju 2007 r. Elektrownia Łaziska przeszła pozytywną weryfikację jako druga elektrownia w Polsce i pierwsza w *Południowym Koncernie Energetycznym S.A.* – zatwierdzona została deklaracja środowiskowa i potwierdzona gotowość elektrowni do zarejestrowania w EMAS.

W sierpniu 2007 roku wysłano zgłoszenie do Wojewódzkiego Urzędu Ochrony Środowiska, który sprawdził spełnianie przez zakład przepisów prawa ochrony środowiska. Zgodność elektrowni z prawem środowiskowym potwierdziły również Urząd Marszałkowski, Wojewódzki Inspektorat Ochrony Środowiska oraz samorządy miasta i powiatu. Tym samym *Elektrownia Łaziska* spełniła ostatni warunek, aby zostać zarejestrowana w wojewódzkim, a następnie w krajowym rejestrze EMAS, dołączając do firm, które w szczególny sposób dbają o środowisko.

System Eko-Zarządzania i Auditowania, znany bardziej pod nazwą EMAS to europejska inicjatywa promująca wdrażanie zasad zarządzania środowiskowego, którą na zasadzie dobrowolności może realizować każda organizacja działająca na terenie UE.

Podstawowym celem EMAS jest stymulowanie takich działań firm i instytucji, które służą ograniczeniu negatywnych oddziaływań na środowisko, spełnianiu coraz wyższych wymagań prawnych z zakresu ochrony środowiska oraz zapewnianiu dostępu wszystkich zainteresowanych stron do informacji środowiskowych o skutkach funkcjonowania organizacji zarejestrowanych w systemie.

Wdrożenie systemu zarządzania środowiskowego według zaleceń Aneksu I Rozporządzenia Rady i Parlamentu Unii Europejskiej jest zasadniczo tożsame ze spełnieniem wymogów normy ISO 14001. EMAS, w porównaniu z normą systemu zarządzania środowiskiem wg ISO 14001, rozszerza jednak pojęcie aspektów środowiskowych, zagadnienia związane z wykonywaniem auditów oraz komunikowanie się. Jako jedną z form komunikacji, swoistego dialogu pomiędzy organizacją a opinia publiczną, Rozporządzenie wskazuje tzw. deklarację środowiskową.

Dzięki poszerzonym kwestiom aspektów środowiskowych, auditów i komunikacji zewnętrznej (np. wymóg publikowania okresowego raportu środowiskowego), zapewnia on większą wiarygodność środowiskową zakładu legitymującego się świadectwem EMAS. System Eko-Zarządzania i Auditowania cieszy się również szczególnym poparciem władz politycznych i administracyjnych, dlatego jest dość powszechny w UE.

Zakwalifikowanie *Elektrowni Łaziska* w 2005 roku do pilotażowego programu EMAS było tylko pierwszym, mało jeszcze

[1)] EMAS (ang. *Eco-Management and Audit Scheme*) – system ekozarządzania i audytu, będący częścią prawa Unii Europejskiej (Rozporządzenie nr 1221/2009 EMAS jest przez ekspertów uważany za „udoskonaloną" wersję ISO 14001. Zawiera bowiem wyraźne wymagania dotyczące spełnienia przez organizację przepisów prawnych z zakresu ochrony środowiska, wykazywania rzeczywistej poprawy oddziaływań na środowisko oraz opublikowania i rozpowszechnienia tzw. „deklaracji środowiskowej", zawierającej informację o wpływach firmy na środowisko. Dodać należy, że spełnienie wymagań prawnych musi być potwierdzone przez odpowiednie organy państwowych i samorządowych służb ochrony środowiska.

znaczącym kroczkiem, ale jednak już symptomatycznym, bo dowodzącym, że „*Łaziska*" spełniły surowe kryteria i już osiągnęły wysoki poziom ochrony środowiska. Oprócz „*Łazisk*" w programie Ministerstwa Środowiska brały udział: kolejna elektrownia *Południowego Koncernu Energetycznego – Siersza* oraz *Elektrociepłownie Wybrzeże*. Programem EMAS zainteresowały się także *Elektrownia Opole* i *Zespół Elektrowni Dolna Odra*.

We wrześniu 2005 r. w elektrowniach biorących udział w programie został przeprowadzony audit wstępny, mający sprawdzić stopień wdrożenia EMAS – weryfikatorzy przekazali swoje uwagi, które wdrożono w życie. W *Elektrowni Łaziska* audit wstępny został przeprowadzony w październiku. W związku ze stwierdzonymi wówczas niezgodnościami i spostrzeżeniami zostały podjęte i wdrożone stosowne działania korygujące i doskonalące. Tym sposobem elektrownia była przygotowywana do pierwszego auditu weryfikacyjnego z zakresu wymagań EMAS.

W *Elektrowni Łaziska* weryfikacja systemu EMAS jest prowadzona już od czterech lat przez uprawnionych weryfikatorów. Ostatnia weryfikacja została wykonana w maju br. i po raz pierwszy była połączona z auditem Zintegrowanego Systemu Zarządzania.

Obecnie w krajowym systemie ekozarządzania i auditu jest zarejestrowanych zaledwie 20 firm, jednakże aż 4 firmy reprezentują branżę energetyczną.

## *Elektrownia Jaworzno III*

Zintegrowany system zarządzania w *PKE S.A. – Elektrowni Jaworzno III* funkcjonuje już od roku 2000.

Początkowo obejmował dwa systemy – zarządzanie jakością według normy ISO 9002 oraz zarządzanie środowiskowe zgodne z ISO 14001. Certyfikat, jaki uzyskała *Elektrownia Jaworzno III*, był dużym sukcesem – to pierwszy w polskiej elektrowni systemowej certyfikat Zintegrowanego Systemu Zarządzania łączącego dwa elementy: zarządzanie jakością i zarządzanie środowiskowe.

Od 2002 roku certyfikat objął również system zarządzania bezpieczeństwem i higieną pracy na zgodność z wymaganiami polskiej normy PN-N-18001. Stał się potwierdzeniem, że dla *Elektrowni Jaworzno III* od zawsze priorytetem była i jest ciągłość i niezawodność produkcji energii elektrycznej i ciepła przy jednoczesnym ograniczaniu swego wpływu na człowieka i środowisko naturalne. System ten pozwala w pełni zidentyfikować i nadzorować wszystkie obszary działalności, a także skutecznie realizować programy proekologiczne, zarówno w *Elektrowni II* jak i w *Elektrowni III*.

W ramach doskonalenia funkcjonującego systemu, w roku 2006 *PKE S.A. – Elektrownia Jaworzno III* uzyskała certyfikat zgodności WE z normą PN–EN 450–1 dla popiołu lotnego, który może być stosowany w budownictwie, jako dodatek w produkcji betonu. Zdobycie tego certyfikatu doskonale wpisuje się w tradycję działań proekologicznych zakładu i stanowi następny krok do gospodarki odpadami technologicznymi opartej na powtórnym ich wykorzystaniu. Od października 2009 roku certyfikat zgodności WE dla popiołu lotnego do betonu uwzględnia także proces współspalania biomasy.

Chcąc nadal rozwijać zintegrowany system zarządzania, a szczególnie zarządzania środowiskowego, podjęto starania o umieszczenie naszej elektrowni w rejestrze firm, które wdrożyły system zarządzania zgodnie z wymaganiami Rozporządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady (WE) nr 1221/2009 z 25 listopada 2009 r. w sprawie dobrowolnego udziału organizacji w systemie ekozarządzania i audytu we Wspólnocie (EMAS).

W połowie 2009 roku w *PKE S.A. – Elektrowni Jaworzno III* rozpoczęto proces dostosowania funkcjonującego systemu zarządzania środowiskowego do wymagań Rozporządzenia EMAS. Opracowano i zatwierdzono harmonogram wdrażania, nad którego realizacją pieczę sprawowały wydziały Ochrony Środowiska i Organizacji i Zarządzania. Istniejący system, zgodny z normą ISO 14001:2004, należało rozszerzyć o cztery elementy:

- wykazywanie ciągłej poprawy działalności prośrodowiskowej organizacji;
- wykazywanie pełnej zgodności z unijnymi i krajowymi przepisami prawa ochrony środowiska obowiązującymi organizację;
- włączenie pracowników w proces ciągłej poprawy efektów działalności środowiskowej organizacji;
- informowanie opinii publicznej i zainteresowanych stron o wpływie na środowisko organizacji, jej produktów i usług oraz o podejmowanych działaniach.

Po przeprowadzeniu przeglądu środowiskowego, to jest wstępnej kompleksowej analizy aspektów środowiskowych bezpośrednich i pośrednich, wpływu na środowisko, oceny jego znaczenia i efektów działalności środowiskowej związanych z elektrownią, jej produktami i usługami, przez okres dziesięciu miesięcy trwały prace nad aktualizacją dokumentacji systemowej, księgi ZSZ i obowiązujących procedur. W proces wdrażania systemu włączono wielu pracowników, wcześniej szkoląc ich z wymagań zawartych w ww. rozporządzeniu. Głównym tematem szkoleń było porównanie normy środowiskowej (ISO 14001) z Rozporządzeniem EMAS, a także identyfikacja aspektów środowiskowych, w tym pośrednich oraz nadzór nad firmami zewnętrznymi, pracującymi w imieniu i na rzecz *Elektrowni Jaworzno III*. Również auditorzy wewnętrzni odbyli szkolenie doskonalące, którego znaczną część poświęcono wymaganiom systemu EMAS.

W końcowym etapie wdrażania opracowana została deklaracja środowiskowa.

W marcu 2010 roku przeprowadzona została próbna weryfikacja, kończąca etap wdrażania systemu środowiskowego EMAS. Wszystkie przekazane przez weryfikatorów uwagi i spostrzeżenia zostały uwzględnione i po wprowadzeniu odpowiednich korekt w systemie *Elektrownia Jaworzno III* była gotowa do weryfikacji.

20 i 21 maja 2010 roku została przeprowadzona ocena zgodności systemu zarządzania z wymaganiami Rozporządzenia WE Nr 1221/2009. Był to ostatni etap – trwającego od maja ubiegłego roku – procesu wdrażania Systemu Eko-Zarządzania i Audytu (EMAS). Audit przeprowadzili weryfikatorzy firmy *Bureau Veritas Certification Sp. z o.o.* Przez te dwa dni poddano ocenie proces

sterowania operacyjnego w wydziałach *Elektrowni II* i *Elektrowni III* (nawęglanie, gospodarka wodno-ściekowa, odsiarczanie).

Poprawność sporządzenia deklaracji środowiskowej, głównie wskaźniki efektywności środowiskowej za rok 2009 w odniesieniu do wytworzonej energii elektrycznej i energii chemicznej, dotyczące odpadów (paleniskowych i niebezpiecznych), ścieków, emisji zanieczyszczeń do powietrza, zużycia zasobów naturalnych i podstawowych materiałów do produkcji, efektywności energetycznej, sprawdzono w wydziałach: Ochrony Środowiska, Kontroli Eksploatacji oraz Organizacji i Zarządzania. Tam też poddano analizie spełnianie wymagań prawnych, głównie badano zgodność w porównaniu z poziomami określonymi w pozwoleniach zintegrowanych.

Na spotkaniu zamykającym bardzo wysoko oceniono funkcjonowanie systemu. Jako mocne strony wymieniono:

– duże zaangażowanie w skuteczne funkcjonowanie systemu zarządzania środowiskowego, tak najwyższego kierownictwa jak i pracowników (działania prośrodowiskowe widoczne są w zgłaszanych rozwiązaniach racjonalizatorskich, które zawierają propozycje rozwiązań skutkujących zmniejszeniem obciążenia środowiskowego),
– prawidłowy nadzór nad podwykonawcami,
– odpowiednią dokumentację systemową (procedury i instrukcje),
– prawidłowo prowadzony przegląd zarządzania, również podczas rad systemowych oraz poprawną identyfikację aspektów środowiskowych i kryteria oceny ich znaczenia, aby wybrać te, do których wyznaczamy cele środowiskowe.

Oprócz pochwał usłyszeliśmy również uwagi dotyczące obszarów wymagających doskonalenia:

- udokumentowany zakres auditów wewnętrznych obejmuje proces monitoringu środowiskowego, weryfikację zgodności z wymaganiami prawnymi i realizację celów; jednak w raportach z auditów powinny znajdować się zapisy podkreślające zgodność z przepisami prawnymi oraz trendy i efekty działalności środowiskowej;
- zamieszczenie porównania osiągnięć *Elektrowni Jaworzno III* w zakresie wybranych wskaźników skuteczności działań środowiskowych w porównaniu z innymi organizacjami wchodzącymi w skład *Południowego Koncernu Energetycznego.*

W trakcie weryfikacji wskazano również drobne poprawki w deklaracji środowiskowej, które zostały uwzględnione.

Podpisana przez weryfikatora wiodącego deklaracja środowiskowa, wraz z jego oświadczeniem o zgodności deklaracji z Rozporządzeniem EMAS oraz odpowiedni wniosek, przekazane zostały do Regionalnej Dyrekcji Ochrony Środowiska w Katowicach, w celu zarejestrowania w rejestrze wojewódzkim systemu EMAS.

*Elektrownia Jaworzno III* znajdzie się więc w elitarnej grupie polskich przedsiębiorstw zarejestrowanych w systemie EMAS i jako 21. polska firma będzie stosować logo EMAS. Będzie to potwierdzeniem efektywności działań, przejrzystości i ekologicznej otwartości oraz ugruntowaniem wiarygodności w stosunku do klientów, inwestorów i organów kontrolnych. Po otrzymaniu numeru rejestracji deklaracja środowiskowa zostanie umieszczona na stronie internetowej oraz przekazana zewnętrznym stronom zainteresowanym.

## *Elektrownia Siersza*

Wdrożenie systemu EMAS było naturalną konsekwencją podjętych wcześniej działań. W latach 90. ubiegłego wieku w myśl hasła „ekonomia – tak, ekologia przede wszystkim" podjęto szereg działań zmierzających do zmniejszenia oddziaływania *Elektrowni Siersza* na środowisko. Zrealizowano szereg działań inwestycyjno – modernizacyjnych. Te największe to:

- zaprzestanie składowania popiołów i żużli na składowisku, (zbudowano instalację suchego odbioru popiołów z elektrofiltrów oraz zbiorniki osadcze żużla),
- dla dwóch bloków zbudowano instalację odsiarczania spalin metodą półsuchą,
- wybudowano 2 nowe bloki energetyczne z kotłami fluidalnymi i wysokosprawnymi turbinami,
- w 2004 r. rozpoczęto wytwarzanie zielonej energii ze współspalania biomasy.

Równocześnie z prowadzeniem inwestycji proekologicznych podjęto prace zmierzające do wprowadzenia zmian w sposobie zarządzania przedsiębiorstwem. Efektem tych prac było przyznanie *Sierszy,* jako pierwszej elektrowni w Polsce, certyfikatu ISO 14001 – zarządzania środowiskowego. Dalsze prace doprowadziły do wdrożenia i certyfikowania w 2004 roku zintegrowanego systemu zarządzania ochroną środowiska, jakością i bezpieczeństwem pracy wg norm ISO 14001, ISO 9001 i PN-N-18001. Chcąc się dalej doskonalić w 2005 roku rozpoczęto wdrożenie systemu EMAS. Najważniejszą rzeczą, którą należało zrobić było spełnienie wymagań prawnych. Niestety *Elektrownia Siersza* była emitentem zbyt dużego poziomu hałasu do środowiska. Podjęto więc prace zmierzające do poprawy tej sytuacji. Wyciszenia dokonano poprzez zabudowę ekranów bądź obudów dźwiękochłonnych wielu urządzeń energetycznych, jak: transformatory blokowe, pompy zasilające, generatory, upusty pary. Największą inwestycją było wyciszenie chłodni kominowych. Zabudowano ekrany akustyczne na czterech chłodniach.

Realizacja tych inwestycji doprowadziła do zmniejszenia oddziaływania elektrowni do poziomów akustycznych określonych prawem. Obecnie elektrownia jest już po audycie weryfikacyjnym wdrożonego systemu zarządzania środowiskiem EMAS. Trwają przygotowania dokumentacji niezbędnej do złożenia w Regionalnej Dyrekcji Ochrony Środowiska w Krakowie. Wdrożenie systemu EMAS w *Elektrowni Siersza* wzmocni pozycję branży energetycznej w działaniach na rzecz ochrony środowiska.

*Jedna kolumna działu jest dotowana przez WFOŚiGW w Katowicach*

Henryk Tymowski,
*Wiceprezes Zarządu PKE S.A., Dyrektor ds. Rozwoju*

Eugeniusz Białoń
*Dyrektor Projektów Budowy Nowych Mocy PKE S.A.*

# Wieloletnia Strategia Rozwojowa *PKE S.A.*

## *PKE S.A.* Long-Term Development Strategy

Grupa Kapitałowa *Tauron Polska Energia* opracowała w 2008 roku Strategię Korporacyjną, która wytycza kierunki i priorytety rozwoju dla wszystkich Obszarów Grupy, definiuje cele strategiczne oraz określa sposoby ich realizacji.

Głównym celem postawionym przed wszystkimi firmami wchodzącymi w skład Obszaru Wytwarzania – *Południowym Koncernem Energetycznym S.A.*, *Elektrownią Stalowa Wola S.A.* i *Elektrociepłownią Tychy S.A.* – jest rozpoczęcie do roku 2012 budowy nowych mocy wytwórczych w wysokości około 3 tys. MW (w tym nowych mocy w technologiach gazowych oraz w kogeneracji). W pakiecie priorytetów znalazły się również: zagadnienia promowania i rozwoju czystych technologii wytwórczych, poprawa efektywności operacyjnej i integracja aktywów wytwórczych oraz obniżenie obciążeń związanych z emisją zanieczyszczeń poprzez aktywne zarządzanie emisjami przy wzroście produkcji energii.

Cele te stały się kanwą do opracowania Strategicznego Planu Działania, który wskazuje kierunki rozwoju dla Obszaru Wytwarzania w latach 2009 – 2012 z perspektywą do roku 2020.

Kluczowym celem dla całej *Grupy Tauron* będą inwestycje w nowe moce wytwórcze, które z jednej strony pozwolą na zastąpienie wyeksploatowanych bloków, o niskiej sprawności i nie spełniających przyszłych wymogów ochrony środowiska, a z drugiej pozwolą na ograniczenie występującej luki podażowej.

Wyznaczone cele strategiczne *Grupy Tauron* stanowią jednocześnie główne kierunki strategiczne dla Obszaru Wytwarzania. W ramach tych kierunków wydzielono cele szczegółowe, którym z kolei przypisano konkretne projekty, realizacja których pozwoli na osiągnięcie zamierzonych celów.

Podstawowy cel strategiczny związany z budową nowych mocy wytwórczych został przekształcony na kierunek strategiczny „Rozpoczęcie budowy nowych mocy wytwórczych na poziomie 3000 MW do 2012". Został on opisany przez następujące cele szczegółowe przewidujące budowę nowych mocy wytwórczych:

- w technologiach węglowych,
- w technologiach gazowych,
- wykorzystujących paliwa odnawialne,
- w kogeneracji oraz
- realizację Elektrociepłowni Poligeneracyjnej.

Poszczególne cele szczegółowe rozwinięto w programy zawierające Strategiczne Projekty Inwestycyjne. W efekcie kierunek strategiczny „Rozpoczęcie budowy nowych mocy na poziomie 3000 MW do 2012" zawiera jedenaście Strategicznych Projektów Inwestycyjnych w całym Obszarze Wytwarzania, a w zadaniach *Południowego Koncernu Energetycznego* znalazło się osiem takich Projektów.

Oprócz wymienionych Strategicznych Projektów Inwestycyjnych, które mają być rozpoczęte zgodnie z założeniami przed 2012 r. w Strategii Obszaru Wytwarzania, zaplanowano także realizację kolejnych dwóch Projektów Inwestycyjnych przewidujących budowę następnych dużych bloków energetycznych w *PKE S.A.* Projekty te zgodnie z planem powinny się rozpocząć po 2012 roku i zostać zakończone odpowiednio w 2019 i 2023.

### Budowa nowych mocy wytwórczych w technologiach węglowych

Pierwszym i najistotniejszym, zarówno z punktu widzenia wielkości mocy, jak i nakładów inwestycyjnych, programem jest program „Budowy nowych mocy wytwórczych w technologiach węglowych". W ramach tego programu mają zostać zrealizowane trzy Strategiczne Projekty Inwestycyjne:

- Budowa bloku energetycznego o mocy 800 – 910 MW w *Elektrowni Jaworzno III/Elektrownia II,*
- Budowa bloku energetycznego o mocy 800 – 910 MW w *Elektrowni Blachownia,*
- Budowa bloku energetycznego o mocy ok. 460 MW w *Elektrowni Łagisza*.

Wspomniany Program ma największy udział w kierunku strategicznym związanym z rozpoczęciem budowy nowych mocy i stanowi ok. 75% całego zakresu planowanych do budowy nowych źródeł. W wyniku przeprowadzonych analiz stwierdzono, iż większość kopalń węgla kamiennego jest zlokalizowana w pobliżu głównych aktywów wytwórczych *Grupy Tauron*, stąd naturalnym kierunkiem dla *PKE S.A.* jest rozwój mocy oparty na powyższej technologii. Nie bez znaczenie jest również fakt, że w składzie Grupy znajduje się firma *Południowy Koncern Węglowy S.A.*, która

w chwili obecnej zaspakaja około 30% zapotrzebowania Grupy na węgiel kamienny.

Przedmiotem Projektów w elektrowniach *Jaworzno* i *Blachownia* jest budowa bloków energetycznych o elektrycznej mocy znamionowej mieszczącej się w przedziale od 800 do 910 MW, wyposażonych w kocioł pyłowy, opalany węglem kamiennym, z niskoemisyjną komorą spalania, przepływowy, ze stałym punktem odparowania, na nadkrytyczne parametry pary i kondensacyjną turbinę parową, sprzęgniętą z generatorem wytwarzającym energię elektryczną.

Bloki będą podłączone do rozdzielń 400 kV, wyprowadzających energię elektryczną do Krajowego Systemu Elektroenergetycznego.

Zakres Projektów obejmuje zabudowę nowych bloków (kotłowni z kompletnymi kotłami z instalacjami towarzyszącymi, w tym instalacjami odsiarczania spalin), maszynownie z kompletnymi turbozespołami i z kompletem instalacji towarzyszących, w tym m.in. rurociągami pary, wody zasilającej, kondensatu, oleju, wody chłodzącej, ze wszystkimi robotami budowlano-montażowymi, dostawami, dokumentacją i usługami niezbędnymi do jego uruchomienia i oddania do eksploatacji.

Projekty obejmują również wykonanie obiektów niezbędnych do połączenia nowych bloków z infrastrukturą Elektrowni.

Projekt budowy nowego bloku w *Elektrowni Jaworzno III* jest realizowany przez *PKE*.

Dla tego Projektu wykonano już szereg prac koncepcyjnych i projektowych. Zostały wykonane: prace koncepcyjno–analityczne, studium wykonalności projektu, wstępny projekt technologiczny oraz projekt budowlany wraz z raportem oddziaływania na środowisko. Uzyskano warunki przyłączenia nowego bloku do KSE. Trwa proces uzyskania decyzji o uwarunkowaniach środowiskowych, a następnie planowane jest rozpoczęcie procesu uzyskania pozwolenia na budowę. Rozpoczęto postępowanie, zgodne z Prawem Zamówień Publicznych, zmierzające do wyboru wykonawcy głównej części całego Projektu tj. podstawowego bloku bez instalacji i urządzeń pozablokowych.

Projekt budowy nowego bloku w *Elektrowni Blachownia* ma być realizowany przez tzw. Spółkę celową (SPV – Special Purpose Vehicle).

Dla tego Projektu również wykonano już wiele prac koncepcyjnych i projektowych. Zostały wykonane: prace koncepcyjno–analityczne, studium wykonalności projektu, wstępny projekt technologiczny oraz projekt budowlany wraz z raportem oddziaływania na środowisko. Wystąpiono o warunki przyłączenia nowego bloku do KSE. Trwa proces przygotowania dokumentów niezbędnych do powołania Spółki celowej (SPV).

Ostatnim Projektem w Programie budowy nowych mocy wytwórczych w technologiach węglowych jest Projekt budowy bloku o mocy około 460 MW w *Elektrowni Łagisza*. Ten Projekt jest najmniej zaawansowany w tym Programie i obecnie są prowadzone prace analityczno–koncepcyjne nad wyborem optymalnego wariantu uwzględniającego zarówno uwarunkowania wynikające ze strategii Grupy i *PKE* jak również uwarunkowania lokalne *Elektrowni Łagisza*.

## Budowa nowych mocy wytwórczych opartych na paliwie odnawialnym

W ramach tego Programu w *PKE S.A.* jest realizowany Strategiczny Projekt Inwestycyjny „Budowa jednostki wytwórczej OZE o mocy elektrycznej 50 MW w *PKE S.A. – Elektrowni Jaworzno III – Elektrownia II*"

Celem Projektu jest zbudowanie na terenie *PKE S.A. Elektrowni Jaworzno III – Elektrownia II* jednostki wytwórczej wykorzystującej OZE. W ramach tego Projektu zostanie wybudowany nowy kompletny kocioł opalany biomasą wraz z układem jej składowania i podawania. Ponadto zostaną zbudowane lub zmodernizowane pozostałe urządzenia bloku, co pozwoli na wykorzystanie istniejącej infrastruktury i majątku do produkcji energii elektrycznej z OZE.

Wybór lokalizacji tego Projektu został poprzedzony dogłębną analizą techniczno–ekonomiczną. Wynikiem tej analizy był wybór *Elektrowni Jaworzno III – Elektrownia II*. Głównym powodem takiej decyzji była możliwość wykorzystania istniejącej infrastruktury, co ma wpływ na wielkość nakładów inwestycyjnych niezbędnych do budowy bloku na biomasę, a w konsekwencji wpływa na poprawę rentowności planowanej inwestycji.

W planowanej inwestycji zastosowana będzie technologia fluidalna, która zapewnia skuteczne spalanie różnych rodzajów biomas oraz charakteryzuje się wysoką dyspozycyjnością w okresach pomiędzy remontami kapitalnymi. Ponadto kocioł fluidalny w przeciwieństwie do pyłowego ma znacznie niższe wymagania w zakresie przygotowania paliwa, co jest szczególnie ważne w przypadku biomasy.

Produkcja energii elektrycznej z wykorzystaniem biomasy jako źródła energii pierwotnej pozwala na zmniejszenie emisyjności produkcji liczonej w kilogramach dwutlenku węgla na megawatogodzinę. Dodatkowo energia elektryczna wyprodukowana ze źródeł odnawialnych pozwala pozyskać świadectwa pochodzenia tzw. zielone certyfikaty będące źródłem dodatkowych przychodów.

Zakończenie Projektu i przekazanie bloku do eksploatacji planowane jest na przełomie III i IV kwartału 2012 roku. Pozwoli to na skorzystanie z regulacji umożliwiającej spalanie w instalacji do 80% biomasy pochodzenia leśnego oraz zamrożenie udziału spalanej biomasy pochodzenia rolniczego tzw. agro do 20%. Ze względu na różnicę cen biomasy leśnej i agro utrzymanie podanego powyżej stosunku pozwala poprawić efekt ekonomiczny całego przedsięwzięcia.

Strategia każdego podmiotu w Polsce, który zajmuje się wytwarzaniem energii elektrycznej, musi uwzględniać wymagania Rozporządzenia Ministra Gospodarki z dnia 14 sierpnia 2008 roku w sprawie szczegółowego zakresu obowiązków uzyskania i przedstawienia do umorzenia świadectw pochodzenia, uiszczenia opłaty zastępczej, zakupu energii elektrycznej i ciepła wytworzonych w odnawialnych źródłach energii oraz obowiązku potwierdzenia danych dotyczących ilości energii elektrycznej wytworzonej w odnawialnym źródle energii. Pro-

dukcja energii elektrycznej przez blok opalany biomasą, zrealizowany w ramach tego Projektu będzie istotnym elementem w spełnieniu wymagań wynikających z wymienionego powyżej Rozporządzenia.

Projekt obecnie wszedł w fazę fizycznej realizacji w terenie. Uzyskano wszystkie niezbędne zgody korporacyjne, przeprowadzono postępowanie publiczne, w wyniku którego wybrano wykonawcę i podpisano kontrakt na realizację głównej części Projektu, czyli kompletnego kotła wraz z instalacją magazynowania biomasy. Wykonano Projekt Budowlany, na podstawie którego uzyskano stosowne pozwolenie na budowę. Przeprowadzono niezbędne przekładki i wyburzenia w celu uwolnienia miejsca pod budowę wszystkich instalacji i urządzeń kotła, układu magazynowania i innych elementów całego bloku. W ostatnim okresie przekazano plac budowy głównemu Wykonawcy i rozpoczęte zostały prace w terenie.

## Budowa nowych kogeneracyjnych mocy wytwórczych

Produkcja energii elektrycznej w skojarzeniu z produkcją ciepła jest obecnie najbardziej efektywnym sposobem wytwarzania energii. Jego atrakcyjność dodatkowo zwiększa fakt, iż Unia Europejska (Dyrektywa 2004/8/WE) prowadzi działania mające na celu promocję wysokosprawnej kogeneracji. W wyniku tych działań powstają rozwiązania w tym zakresie także w Polsce. Obecne ramy wsparcia w postaci systemu świadectw pochodzenia zostały w polskich regulacjach określone jedynie do końca roku 2012, natomiast z dużym prawdopodobieństwem można założyć ich kontynuację w latach następnych. Dodatkowym bodźcem do realizacji inwestycji kogeneracyjnych jest preferencyjny dostęp do źródeł finansowania, na przykład w ramach Programu Operacyjnego Infrastruktura i Środowisko.

Podstawowym ograniczeniem dla rozbudowy źródeł wytwórczych pracujących w kogeneracji jest konieczność zapewnienia dostępu źródła do sieci ciepłowniczych, które umożliwią dostarczenie ciepła do klientów końcowych.

W celu utrzymania obecnego dostępu źródeł do sieci ciepłowniczych z jednoczesną możliwością ich rozwoju występuje konieczność zastąpienia wyeksploatowanych jednostek wytwórczych (podstawowych i szczytowych) w elektrociepłowniach wchodzących w skład *PKE*.

Biorąc pod uwagę powyższe argumenty „Program budowy nowych mocy wytwórczych w kogeneracji" przewiduje realizację czterech Strategicznych Projektów Inwestycyjnych. W ramach tego Programu będą realizowane trzy Projekty:

- budowa bloku ciepłowniczego o mocy elektrycznej 50 MW w *Zespole Elektrociepłowni Bielsko-Biała*;
- budowa bloku ciepłowniczego parowo–gazowego o mocy elektrycznej 135 MW w *Elektrociepłowni Katowice*;
- odzyskiwanie energii poprzez budowę zakładów utylizacji odpadów komunalnych.

Głównym celem Projektu w *ZEC Bielsko-Biała* jest pokrycie potrzeb systemu ciepłowniczego miasta z zachowaniem zakładanych warunków projektowych. Nadrzędnym założeniem projektowym dla przedsięwzięcia jest charakterystyka zapotrzebowania na ciepło przez system ciepłowniczy miasta opracowana na podstawie danych z minionego okresu. W ramach Projektu zostanie wybudowany i przekazany do eksploatacji nowy blok ciepłowniczy z kotłem fluidalnym, turbiną przeciwprężną o mocy elektrycznej około 50 MW i o mocy cieplnej około 106 MW, dwoma kotłami szczytowymi o łącznej mocy cieplnej około 76 MW, i akumulatorem ciepła w *Elektrociepłowni Bielsko-Biała* EC1. Budowa bloku pozwoli na zastąpienie wyeksploatowanych, mało sprawnych i niespełniających przyszłościowych wymagań ekologicznych jednostek podstawowych należących do *PKE S.A. – ZEC Bielsko-Biała*. Obiekty wchodzące w zakres przedsięwzięcia będą zlokalizowane na terenie EC1 obok istniejącego budynku głównego, na działce, która przed rozpoczęciem budowy nowego bloku ciepłowniczego została uwolniona z istniejącej zabudowy.

Projekt jest w fazie realizacji, trwają prace w terenie. Wcześniej zostały uzyskane wszystkie niezbędne zgody korporacyjne, przeprowadzono postępowanie publiczne, w wyniku którego wybrano wykonawcę i podpisano kontrakt na realizację głównej części Projektu, czyli kompletnego podstawowego bloku ciepłowniczego, ale bez urządzeń pozablokowych. Wykonano Projekt Budowlany, na podstawie którego uzyskano stosowne pozwolenie na budowę. Przeprowadzono niezbędne przekładki i wyburzenia w celu uwolnienia miejsca pod budowę całego bloku. Projekt powinien zostać zakończony i przekazany do eksploatacji w I połowie 2013 roku.

Kolejnym Projektem przewidzianym do realizacji w ramach omawianego Programu jest budowa bloku ciepłowniczego parowo–gazowego o mocy elektrycznej 135 MW w *Elektrociepłowni Katowice*. Główne przesłanki będące podstawą do podjęcia decyzji o realizacji Projektu odbudowy mocy wytwórczych w *EC Katowice* to przede wszystkim: celowość zachowania rynku ciepła, jaki obecnie posiada elektrociepłownia, optymalne wykorzystanie istniejącego bloku węglowego BC 100 oraz konieczność wycofania kotłów wodnych ze względów technicznych i ochrony środowiska.

Z przeprowadzonych na etapie prac koncepcyjnych analiz techniczno–ekonomicznych wynika, że optymalnym rozwiązaniem dla Projektu Katowice jest blok parowo–gazowy o mocy elektrycznej rzędu 135 MW produkujący ciepło w skojarzeniu.

W ramach projektu powstanie blok gazowo parowy z dwiema turbinami gazowymi i jedną turbiną parową – BGP135 wraz z towarzyszącą infrastrukturą oraz z kotłami olejowymi o mocy cieplnej 87 MW dla pokrywania szczytów zapotrzebowania ciepła. Ponadto w ramach projektu przewidziano dostosowanie istniejącego bloku BCF-100 do spalania biomasy agro.

Dla tego Projektu zostały już wykonane prace analityczno-koncepcyjne oraz studium wykonalności i obecnie trwają końcowe analizy przed finalnym podjęciem decyzji o jego realizacji.

Ostatnim Projektem omawianego Programu jest budowa zakładu utylizacji odpadów komunalnych. Jego celem jest nabycie

kompetencji w zakresie budowy i eksploatacji zakładów utylizacji odpadów komunalnych na bazie wspólnej z partnerem spółki (SPV), która będzie przygotowywała i realizowała projekt.

*PKE* będzie prowadził działania zmierzające do powołania takiej spółki, której celem będzie budowa na terenie aglomeracji śląskiej spalarni odpadów komunalnych produkującej energię elektryczną i ciepło w skojarzeniu.

## Budowa elektrociepłowni poligeneracyjnej

Celem projektu jest wybudowanie i przekazanie do eksploatacji elektrowni poligeneracyjnej o mocy 309 MW w Kędzierzynie Koźlu. Elektrownia zostanie wybudowana w technologii Integrated Gasification Combined Cycle (IGCC) i będzie się składała z modułu zgazowania węgla, stacji oczyszczania gazu syntezowego i bloku gazowo-parowego za wszystkimi instalacjami pomocniczymi. Instalacja ma być przystosowana do zastosowania technologii CCS (Carbon Capture and Storage). Moduł zgazowania węgla będzie pracował częściowo na potrzeby produkcji energii elektrycznej, a częściowo na potrzeby kompleksu chemicznego *ZAK* S.A. W ramach realizacji projektu zostanie powołana spółka celowa (SPV), w której każdy z partnerów obejmie 50% udziałów. (Szczegółowy opis tego Projektu jest przedmiotem oddzielnego artykułu, dlatego w tym miejscu jedynie wspomniano o tym Projekcie i podano podstawowe informacje).

## Podsumowanie

Strategia *PKE S.A.* stanowiąca część Strategii Obszaru Wytwarzania *Tauron Polska Energia S.A.* zawiera program odbudowy i rozwoju mocy wytwórczych koncernu. W programie uwzględniono nie tylko obecne tendencje rozwojowe energetyki polskiej, ale także lokalne uwarunkowania w poszczególnych elektrowniach i elektrociepłowniach wchodzących w skład *PKE S.A.* Podstawowym założeniem jest oczywiście odbudowa istniejących mocy wytwórczych, które w najbliższym czasie będą musiały zostać wycofane z eksploatacji ze względów zarówno technicznych, ekonomicznych jak i ochrony środowiska. Nowo budowane jednostki będą nowoczesne, wysokosprawne i w pełni spełniające zaostrzające się wymogi ochrony środowiska. Program zawiera również Projekty rozwoju mocy wytwórczych, aby wpisać się w planowany wzrost zapotrzebowania na energię elektryczną.

Planowana odbudowa i rozwój mocy wytwórczych przewiduje także zróżnicowanie zarówno w zakresie technologii jak i stosowanych paliw. W programie przewidziano zarówno nowoczesne, wysokosprawne jednostki w technologii węglowej oraz jednostki pracujące na paliwie gazowym, a także spalające biomasę.

Realizacja opisanego programu pozwoli zachować *PKE S.A.* rolę jednego z wiodących podmiotów w obszarze wytwarzania w polskiej elektroenergetyce.

***Elektrownia Blachownia***

Henryk Tymowski,
*Wiceprezes Zarządu PKE S.A.*
*Dyrektor ds. Rozwoju*

Janusz Tchórz,
*Dyrektor ds. Rozwoju Technologii*

Michał Pieter
*Specjalista ds. Rozwoju Technologii*

# Zeroemisyjny kompleks energochemiczny Europejskie przedsięwzięcie *Konsorcjum PKE S.A. – ZAK S.A.*

# Zero-Emission Energy-Chemical Complex. European Project of *PKE S.A. – ZAK S.A.* Consortium

*PKE S.A.* wspólnie z *ZAK S.A.* w 2007 roku podjął działania dotyczące realizacji Projektu Elektrowni Poligeneracyjnej „Kędzierzyn" z usuwaniem $CO_2$. Projekt zakłada budowę nowoczesnej węglowej demonstracyjnej Elektrowni Poligeneracyjnej umożliwiającej jednoczesną produkcję czystej energii elektrycznej, ciepła i gazu syntezowego (metanolu) oraz sekwestrację powstającego w procesie produkcyjnym dwutlenku węgla. Połączenie procesu skojarzonej produkcji energii elektrycznej i ciepła z produkcją gazu syntezowego umożliwia osiągnięcie wysokich wskaźników wykorzystania energii pierwotnej paliwa, niskich wskaźników emisyjności oraz wysokiej efektywności ekonomicznej przedsięwzięcia, również przy uwzględnieniu kosztów sekwestracji $CO_2$ w porównaniu z konkurencyjnymi technologiami (post - combustion: PF-MEA, OXY).

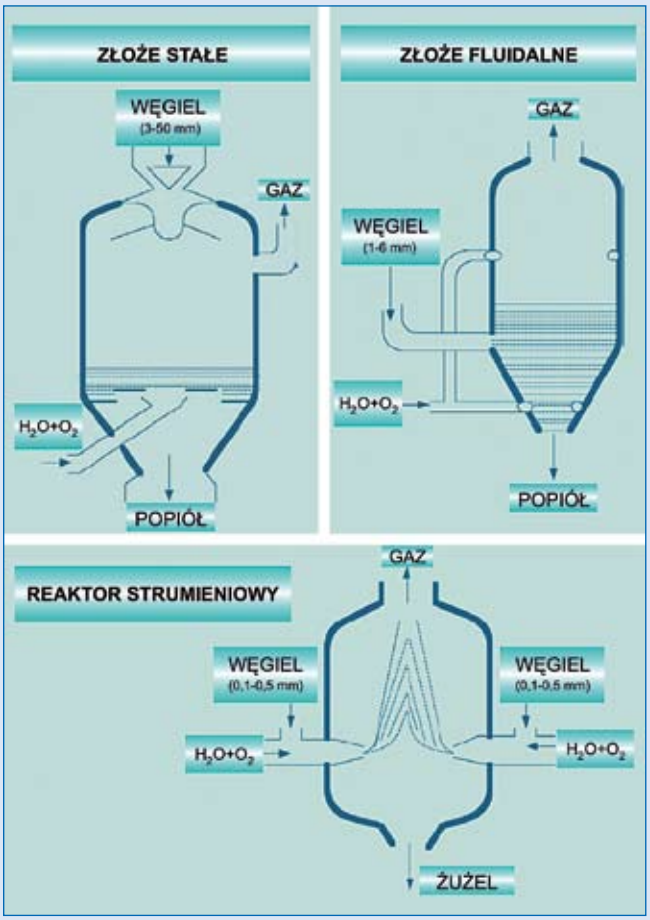
Głównymi celami projektu są:

- budowa demonstracyjnego zeroemisyjnego kompleksu energo-chemicznego,
- rozwój Czystych Technologii Węglowych opartych na zgazowaniu węgla,
- znacząca redukcja emisji $CO_2$,
- odbudowa mocy produkcyjnych *PKE S.A.* z wykorzystaniem CTW,
- rozbudowa potencjału wytwórczego *ZAK S.A.* na bazie gazu ze zgazowania dla produkcji metanolu,
- budowanie kompetencji i przyszłościowej przewagi konkurencyjnej.

W kwietniu 2010 roku dla Projektu „Kędzierzyn" zrealizowane zostało Studium Wykonalności. Do prac nad tym dokumentem zaangażowano *Foster Wheeler Italiana*. Studium Wykonalności Elektrowni Poligeneracyjnej zawiera również pakiet: Studium wykonalności w temacie transportu i geologicznego składowania $CO_2$ zrealizowane przez Konsorcjum w składzie: Państwowy Instytut Badawczy – Państwowy Instytut Geologiczny-Akademia Górniczo-Hutnicza w Krakowie, *Gazoprojekt S.A.*

## Wybór technologii zgazowania

Podstawą zaawansowanych technologii wykorzystania węgla jest jego zgazowanie. Zgazowanie paliw stałych jest procesem




Rys. 1. Rodzaje generatorów gazu ze względu na rodzaj kontaktu zgazowywanego węgla z medium zgazowującym

technologicznym mającym na celu konwersję stałej substancji organicznej do gazu. Proces ten prowadzi się w generatorach gazu, w których paliwo stałe (węgiel, biomasa, odpady) jako substancja zgazowywana poddawane jest chemicznej obróbce w obecności wysokiej temperatury i czynników zgazowujących, którymi mogą być powietrze, tlen, para wodna, dwutlenek węgla, wodór. Jest to technologia znana od dawna i powszechnie stosowana w przemyśle chemicznym oraz ciągle demonstracyjnie w energetyce. W ostatnich dziesięcioleciach nastąpił wzrost zainteresowania tą technologią do celów produkcji energii elektrycznej. Mocne wejście paliwa gazowego do energetyki w latach 80. zaowocowało rozwojem wysokosprawnych turbin gazowych, które można wykorzystywać w technologiach zgazowania węgla, a ściślej w układach gazowo–parowych zintegrowanych ze zgazowaniem węgla, które zgodnie z nomenklaturą anglosaską oznaczane są skrótem IGCC (Integrated Gasification Combined Cycle). Produktem końcowym oprócz energii elektrycznej i ciepła w technologii zgazowania może być gaz syntezowy, metanol, amoniak, czy wodór. Zestawienie wybranych instalacji opartych na zgazowaniu paliw pokazano w tabeli 1. W literaturze spotyka się wiele różnych rozwiązań generatorów gazu. Mimo iż różnią się w zakresie konstrukcji, charakterystyk pracy oraz doświadczenia referencyjnego, wszystkie sklasyfikowane są według rodzaju kontaktu zgazowywanego paliwa z medium zgazowującym (rys. 1):

- generatory ze złożem stałym (moving-bed also call fixed-bed gasifiers),
- generatory ze złożem fluidalnym (fluidized-bed gasifiers),
- generatory strumieniowe (entrained flow gasifiers).

Interesującymi technologiami zgazowania dla założeń Projektu „Kędzierzyn" są zgazowywacze strumieniowe. Zestawienie dostępnych na rynku zgazowywaczy strumieniowych pokazano w tabeli 2. Na rysunku 2 pokazono technologię zgazowania ze zgazowywaczem strumieniowym.

**Tabela 1**

Zestawienie wybranych instalacji zgazowania paliw

| Instalacja zgazowania | Lokalizacja | Technologia zgazowania | Moc, MW | Rok ruchom. | Surowiec | Produkt |
|---|---|---|---|---|---|---|
| Sasol-II | RPA | *Lurgi* | 4.130 | 1977 | węgiel kam. | paliwo płynne |
| Sasol-III | RPA | *Lurgi* | 4.130 | 1982 | | |
| Repsol/Iberdrola | Hiszpania | *Texaco* | 1.654 | 2004 | odpady | energia elektryczna |
| Dakota Gasification Co. | US.A. | *Lurgi* | 1.545 | 1984 | lignit & odpady rafin. | gaz syntezowy |
| S.A.RLUX srl | Włochy | *Texaco* | 1.067 | 2000 | odpady rafineryjne | en. elektryczna i wodór |
| Shell MDS Sdn. Bhd. | Malezja | *Shell* | 1.032 | 1993 | gaz ziemny | destylat |
| Linde AG | Niemcy | *Shell* | 984 | 1997 | odpady rafineryjne | wodór i metanol |
| IS.A.B Energy | Włochy | *Texaco* | 982 | 1999 | asfalt | en. elektryczna i wodór |
| Sasol-I | RPA | *Lurgi* | 911 | 1955 | węgiel kam. | paliwa płynne |
| Total France/EdF/Texaco | Francja | *Texaco* | 895 | 2003 | olej opałowy | en. elektryczna i wodór |
| Unspecified owner | US.A. | *Texaco* | 656 | 1979 | gaz ziemny | metanol i tlenek węgla |
| Shell | Holandia | *Shell* | 637 | 1997 | odpady rafineryjne | wodór i en. elektryczna |
| SUV/EGT | Czechy | *Lurgi* | 636 | 1996 | węgiel | en. elektryczna i para |
| Chinese Petroleum Corp. | Taiwan | *Texaco* | 621 | 1984 | bitumity | wodór i tlenek węgla |
| Hydro Agri Brunsbuettel | Niemcy | *Shell* | 615 | 1978 | ciężkie odpady | amoniak |
| Wabash River-Dynegy Power | US.A. | *Destee* | 591 | 1995 | węgiel kamienny | energia elektryczna |
| VEBA Chemie AG | Niemcy | *Shell* | 588 | 1973 | odpady | amoniak i metanol |
| Elcogas S.A.-Puertollano | Hiszpania | *Prenflo* | 588 | 1997 | węgiel & koks naftowy | energia elektryczna |
| Motiva Enterprises LLC | US.A. | *Texaco* | 588 | 1999 | koks naftowy | en. elektryczna i para |
| API S.p.A. | Włochy | *Texaco* | 496 | 1999 | koks naftowy | energia elektryczna |
| Chemopetrol a.s. | Czechy | *Shell* | 492 | 1971 | odpady | metanol i amoniak |
| Demkolec BV-Buggenum | Holandia | *Shell* | 466 | 1994 | węgiel kamienny | energia elektryczna |
| Tampa Electric Co. | US.A. | *Texaco* | 455 | 1996 | węgiel | energia elektryczna |
| Ultrafertil S.A. | Brazylia | *Shell* | 451 | 1979 | odpady asfaltowe | amoniak |
| Shanghai Pacific Chemical Co. | Chiny | *Texaco* | 439 | 1995 | antracyt | metanol i gaz miejski |
| Exxon US.A. Inc. | US.A. | *Texaco* | 436 | 2000 | koks naftowy | en. elektr. i gaz syntezowy |

Tabela 2

Zestawienie zgazowywaczy strumieniowych

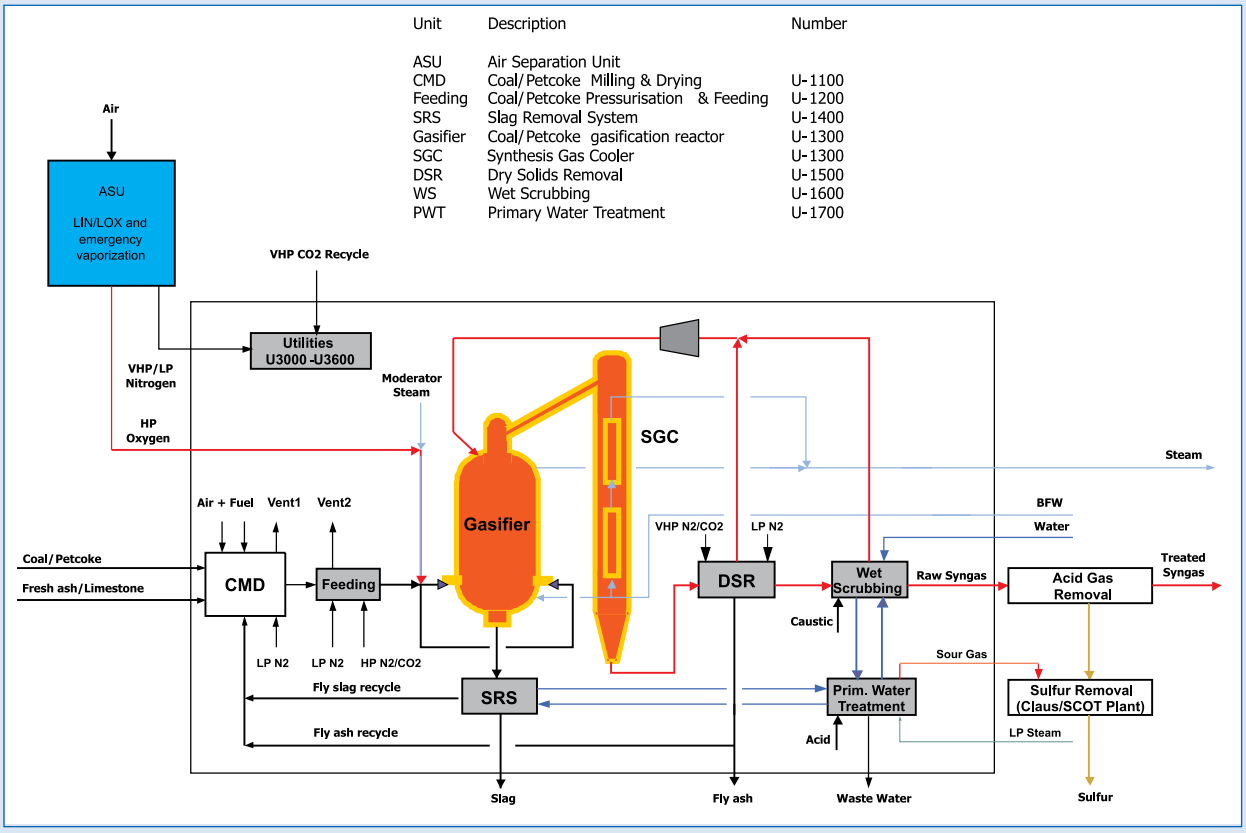
| Pozycja | *General electric* | *Conoco-phillips* | *Shell* | *Uhde prenflotm* | *Siemens* |
|---|---|---|---|---|---|
| Elastyczność paliwowa | Ograniczone możliwości przetwarzania węgli niskiej jakości w reaktorach ze złożem stałym, ruchomym oraz strumieniowych z podawaniem paliwa na sucho | Działanie dwustopniowe redukuje negatywny wpływ węgla o niskiej jakości używanego przy podawaniu mułów węglowych, w zgazowaniu strumieniowym | Brak ograniczeń w podawaniu węgla | Brak ograniczeń w podawaniu węgla | Brak ograniczeń w podawaniu węgla |
| Referencja dla biomasy | Nieistotne testy współspalania, nie we własnych instalacjach | Brak dostępnych zapisów | 30% współspalanie w Buggenum | System podawania i zgazowywacz dostosowane, brak referencji | Testy współspalania we Freibergu |
| System Podawania Paliwa | Na mokro, muł węglowy | Na mokro, muł węglowy | Na sucho | Na sucho | Na sucho |
| Typ Chłodnicy Syngazu | Chłodnica wodna lub Chłodnica Syngazu | Chłodnica Syngazu | Chłodnica Syngazu (lub Chłodnica Wodna) | Chłodnica Syngazu (lub Chłodnica Wodna) | Chłodnica Wodna |
| Typ Zbiornika | Zbiornik ciśnieniowy z wymurówką | Zbiornik ciśnieniowy z wymurówką wewnętrzną, nie chłodzony | Membranowy zbiornik ciśnieniowy ze stali węglowej, z wewnętrzną wymurówką chłodzoną i wbudowany w zbiornik ciśnieniowy ze stali węglowej. | Zbiornik chłodzony, ze ścianami membranowymi | Zewnętrzne ściany ciśnieniowe i wewnętrzna komora reaktora obudowana przez chłodzący ekran z przepływającą pod ciśnieniem wodą. |
| Maks. Ciśnienie Robocze (barg) | do 65 | 43 | 44 | 40 bar i wyższe | 40 |
| Maksymalna wydajność gazyfikatora (moc cieplna na wylocie ze skrubera) | ~550 MWth | ~550MWth | ~ 900 MWth | ~ 600 MWth | ~ 430 MWth |
| Efekt Cieplny Zgazowania, % (Moc cieplna (TP) syngazu / TP węgla) | > 70 | > 75 | > 80 | > 80 | > 75 |
| Wymagania dla tlenu | Wysokie | Średnie | Niskie | Niskie | Niskie |
| Instalacje komercyjne w eksploatacji | >120 | 2 | >90 | 1 | 3 |
| Koszt inwestycyjny pojedynczego zgazowywacza | Niski | Średni | Wysoki | Wysoki | Średni |

Technologia zgazownia SCGP (Shell Coal Gasification Process) opracowana została w latach 50. Wnętrze generatora wyłożone jest wymiennikiem ciepła, który ma za zadanie regulować temperaturę gazu, chronić korpus generatora i jednocześni generować parę nasyconą. Reakcje zgazowania przebiegają wtemperaturze ok. 900 – 1500°C, przy ciśnieniu 2,5 – 3,0 MPa. Następnie surowy gaz syntezowy zostaje ochłodzony w chłodnicy syngazu (SGC) do wymaganej temperatury dla linii obróbki i kondycjonowania syngazu STCL.

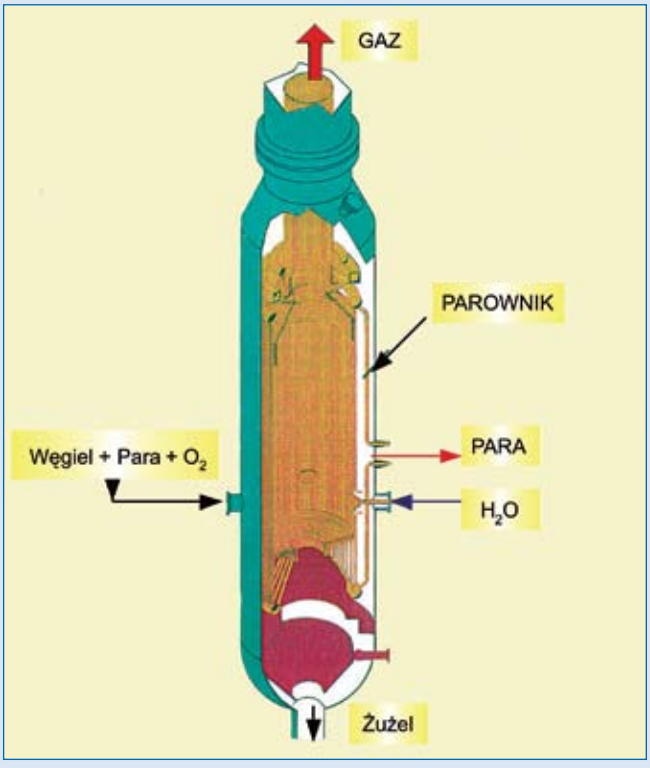
## Opis Projektu „Kędzierzyn”

W Projekcie „Kędzierzyn” końcowymi odbiornikami gazu syntezowego wytwarzanego w procesie zgazowania, po chemicznej obróbce i oczyszczeniu, jest instalacja syntezy metanolu (MeOH) oraz turbina gazowa pracująca w układzie gazowo-parowym z kotłem odzyskowym. Schemat blokowy Projektu Elektrowni Poligeneracyjnej „Kędzierzyn” z usuwaniem $CO_2$ pokazano na rysunku 4. Elektrownia Poligeneracyjna składa się z kilku bloków procesowych:

- Gospodarka węglem i biomasą,
- Wyspa Zgazowania (Gasification Island – GI),
- Linia obróbki i kondycjonowania syngazu (Syngas Treatment & Conditioning Line STCL,
- Instalacja do usuwania kwaśnego gazu (Acid Gas Removal – AGR),
- Instalacja odzysku siarki i obróbki gazu odlotowego (Sulfur Recovery Unit – SRU & Tail Gas Treatment – TGT),
- Instalacja sprężania $CO_2$ ($CO_2$ Compression Unit – CCU),




Rys. 2. Schemat układu strumieniowego zgazowania



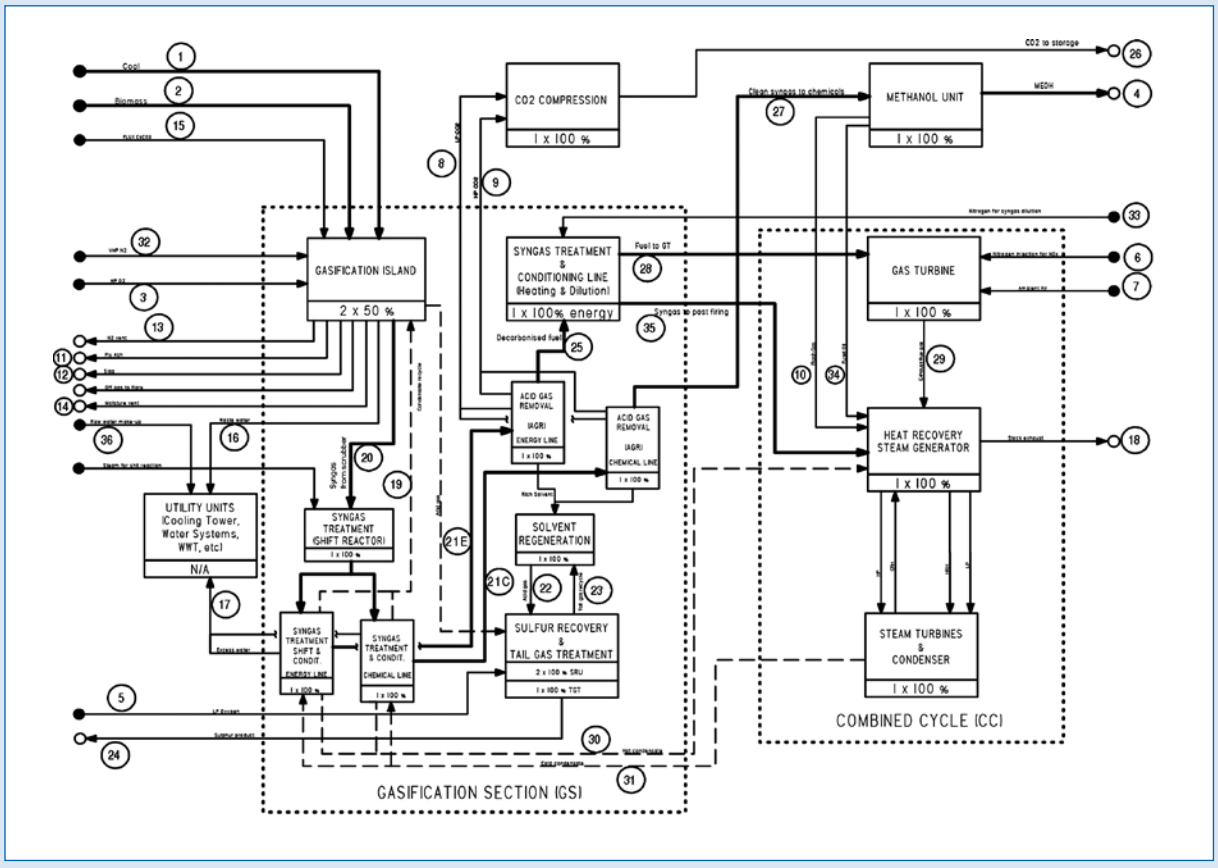

Rys. 3. Schemat generatora strumieniowego

- Instalacja syntezy metanolu (Methanol Unit – MU),
- Cykl kombinowany (Gas Turbina – GT, Steam Turbine – ST, Heat Recovery Steam Generator – HRSG).

Elektrownia Poligeneracyjna składać się będzie z dwóch nitek technologicznych wzajemnie ze sobą powiązanych.

- Nitka chemiczna, dla produkcji metanolu wysokiej czystości. Linia ta składa się zasadniczo z jednego zgazowywacza do produkcji syngazu, linii obróbki i kondycjonowania gazu do przygotowania paliwa zgodnie z wymaganiem bloku chemicznego, oraz jednego bloku syntezy metanolu do produkcji metanolu.
- Nitka energetyczna, dla produkcji energii elektrycznej i ciepła z minimalnym stopniem wychwytu dwutlenku węgla wynoszącym 85%. Linia ta złożona jest zasadniczo z jednego zgazowywacza do produkcji syngazu, linii obróbki i kondycjonowania gazu do czyszczenia i dekarbonizacji paliwa, oraz cyklu kombinowanego do produkcji energii elektrycznej i ciepła IGCC.

Mieszanina paliwa w postaci węgla kamiennego w ilości 202 t/h (pkt 1 na rys. 4) i biomasy w ilości 35 t/h (pkt 2) wraz z azotem z tlenowni (pkt 32, Air Separation Unit – ASU) dostarczana jest do dwóch strumieniowych zgazowywaczy wg technologii *Shella* (SCGP), gdzie w obecności tlenu w ilości 143 t/h (pkt 3) oraz $CaCO_3$ (pkt 15) w wyniku procesu zgazowania następuje wytwarzanie surowego gazu syntezowego w ilości 424 t/h.




Rys. 4. Schemat blokowy Projektu *Elektrowni Poligeneracyjnej „Kędzierzyn”* z usuwaniem $CO_2$

Nasycony surowy gaz syntezowy z Wyspy Zgazowania GI (pkt 20) wchodzi do linii obróbki i kondycjonowania syngazu (STCL). Surowy gaz syntezowy z GI jest zanieczyszczony kwaśnymi gazami ($CO_2$ i H2S) oraz innymi związkami, głównie siarczkiem karbonylu (COS), cyjanowodorem (HCN) oraz amoniakiem ($NH_3$).

Do surowego gazu syntezowego zostaje dodane około 132 t/h pary SP w celu zachowania minimalnego molowego stosunku pary do suchego gazu wynoszącego 0,3 na wylocie do reaktora konwersji CO. Po dodaniu pary, surowy gaz syntezowy zostaje najpierw ogrzany w wymienniku, a następnie wchodzi do reaktora konwersji, gdzie CO zostaje przetworzony na $H_2$ i $CO_2$, a COS na $H_2S$. Przyjęto jednostopniową konwersję z zastosowaniem odpornego na siarkę katalizatora konwersji, aby zaspokoić zapotrzebowanie bloku metanolu. Wymagany jest minimalny stopień konwersji CO wynoszący ok. 63,6%. Temperatura wlotu do reaktora jest utrzymywana na poziomie około 220°C. Egzotermiczna reakcja konwersji powoduje podniesienie temperatury surowego gazu syntezowego. Gorące paliwo zostaje w STCL ochłodzone w szeregu wymienników ciepła: wymienniku „zasilanie konwersji/produkt”, generatorze pary WP i SP.

Za generatorem pary SP, surowy gaz syntezowy wchodzący zostaje równo rozdzielony pomiędzy linię energetyczną i linię chemiczną. Końcowe chłodzenie dokonywane w linii chemicznej odbywa się w następującym szeregu wymienników: generatorze pary SP, NP, BNP, w podgrzewaczu bloku metanolu, podgrzewaczu kondensatu. W linii energetycznej do syngazu zostaje dodane około 32 t/h pary SP w celu zachowania minimalnego molowego stosunku pary do suchego gazu wynoszącego 0,3 na wylocie do reaktora konwersji CO.

Konwertowany gaz jest chłodzony w następującym szeregu wymienników ciepła w celu odzysku ciepła: generatorze pary WP, SP, NP, BNP, podgrzewaczu bloku metanolu, podgrzewaczu kondensatu. Dla obydwu linii, końcowe ochłodzenie gazu konwertowanego przed wejściem do instalacji AGR (pkt 21E, 21C) dokonuje się za pomocą wody chłodzącej. Podczas chłodzenia paliwa kondensat procesowy zostaje oddzielony i zebrany w zbiorniku kondensatu procesowego z kontrolą poziomu, skąd jest doprowadzany do wstępnej stacji uzdatniania wody Wyspy Zgazowania (GI).

Instalacja ACR składa się z dwóch równoległych ciągów dla dwóch linii, ze względu na różne wymagania pod względem stopnia wychwytu $CO_2$, natomiast sekcja regeneracji nasyconego rozpuszczalnika (Solvent Regeneration SR) jest wspólna dla obydwóch ciągów: energetycznego i chemicznego. Absorber instalacji AGR w nitce chemicznej usuwa siarkowodór $H_2S$ z surowego gazu syntezowego i częściowo wychwytuje $CO_2$ (84,1%), tak aby spełnić wymaganie projektowe dla bloku metanolu,

pozwalając na osiągnięcie następujących składów i stosunków molowych oczyszczonego gazu syntezowego, zgodnie z optymalnymi wymogami projektowymi instalacji metanolu (MU): $(H_2-CO_2)/(CO+CO_2)$ 2,05 i $CO/CO_2$ 3 oraz $CO_2$ (%obj.) 6,9%. Absorber w nitce energetycznej instalacji AGR wychwytuje większą ilość $CO_2$ (w przybliżeniu ok. 93%), co pozwala na osiągnięcie ogólnego wychwytu $CO_2$ wynoszącego 85% w odniesieniu do ilości węgla wchodzącego do instalacji. Z wydzielonych 3210 tys. Mg/rok dwutlenku węgla z paliwa zostaje wychwycone ok. 2 500 tys. Mg/rok $CO_2$ w instalacji AGR, natomiast 710 tys. Mg/rok $CO_2$ przechodzi w skład metanolu. Wychwycone $CO_2$ z nitki energetycznej (pkt 8) i chemicznej (pkt 9) dostarczane jest do instalacji sprężania $CO_2$ CCU.

Przy współzgazowaniu biomasy w ilości 15% wagowo uzyskuje się ujemny -5% wskaźnik emisji dwutlenku węgla. Zadaniem instalacji CCU jest przygotowanie parametrów $CO_2$ do transportu zapewniającego jego prawidłowy przesył do miejsca geologicznego składowania. Propozycje lokalizacji podziemnych zbiorników $CO_2$ pokazano na rysunku 5.

Dla doboru optymalnej średnicy rurociągu przeznaczonego do transportu $CO_2$ do trzech lokalizacji struktur magazynowych, wykonano obliczenia techniczno-ekonomiczne w zakresie średnic DN500 – DN350 dla fazy ciekłej i DN500 – DN400 dla fazy nadkrytycznej.

Na podstawie analiz optymalizacyjnych, hydraulicznych i termodynamicznych opracowano zestawienia nakładów inwestycyjnych dla rozpatrywanych wariantów tras przesyłu. W celu wyboru optymalnego wariantu transportu $CO_2$, wykonano porównanie całkowitych kosztów inwestycyjnych dla przesyłu w fazie ciekłej i nadkrytycznej. Optymalnym rozwiązaniem dla Projektu „Kędzierzyn" będzie transport $CO_2$ rurociągiem DN400 w fazie ciekłej w warunkach ciśnienia nadkrytycznego lub w fazie nadkrytycznej. Stacja przygotowania $CO_2$ do transportu składa się z: układu sprężania gazu wraz z chłodnicami międzystopniowymi oraz z pompy wysokiego ciśnienia podnoszącej ciśnienie $CO_2$ do żądanej wartości z chłodnicą końcową. Proces sprężania $CO_2$ przebiegać będzie dwuetapowo: sprężanie $CO_2$ w fazie gazowej do poziomu ok. 7,2 MPa – strumień $CO_2$ jest kierowany na kolejne stopnie kompresora, po każdym stopniu następuje schłodzenie gazu – następnie tłoczenie w pompie wysokociśnieniowej wraz z ustaleniem wymaganej temperatury na wyjściu ze stacji: faza ciekła w warunkach ciśnienia nadkrytycznego: temperatura 25°C i ciśnienie 9,8 – 15,4 MPa; faza nadkrytyczna: temperatura ok. 60°C – 90°C, ciśnienie 11,08 – 16,24 MPa.

Z absorbera linii chemicznej instalacji AGR oczyszczony gaz syntezowy wysyłany jest (pkt 27) do bloku syntezy chemicznej produkcji metanolu (MU) wysokiej czystości. Instalacja metanolu (MU) składa się przede wszystkim z: pętli syntezy, sekcji wytwarzania pary oraz bloku destylacyjnego. Gaz zasilający pochodzący z AGR, o ciśnieniu około 26 barg, jest mieszany z odzyskanym wodorem i sprężany do ciśnienia około 82 barg w sprężarce gazu uzupełniającego (MUG). Następnie gaz uzupełniający jest podawany do pętli syntezy i mieszany ze strumieniem recyrkulowanym ze sprężarki obiegowej. Z kolumny odpędowej metanolu większość rozpuszczonych gazów zostaje „odpędzona" i oddzielona od ciekłego metanolu. Gazy odpędowe są przesyłane (pkt 10) do układu dopalania kotła odzysknicowego (HRSG), natomiast surowy metanol jest podawany do instalacji destylacyjnej poprzez zawór regulacji poziomu. Całkowita ilość ciepła z gazów odpędowych wynosi 33,7 MW. Surowy metanol pochodzący z sekcji syntezy zostaje oczyszczony w sekcji destylacji z wytworzeniem metanolu „klasy AA". Blok ten wytwarza również 3,2 MW w oleju fuzlowym, który jest przesyłany do dedykowanego palnika układu dopalania (pkt 34). Całkowita produkcja metanolu klasy AA wynosi 62,5 t/h (pkt 4).

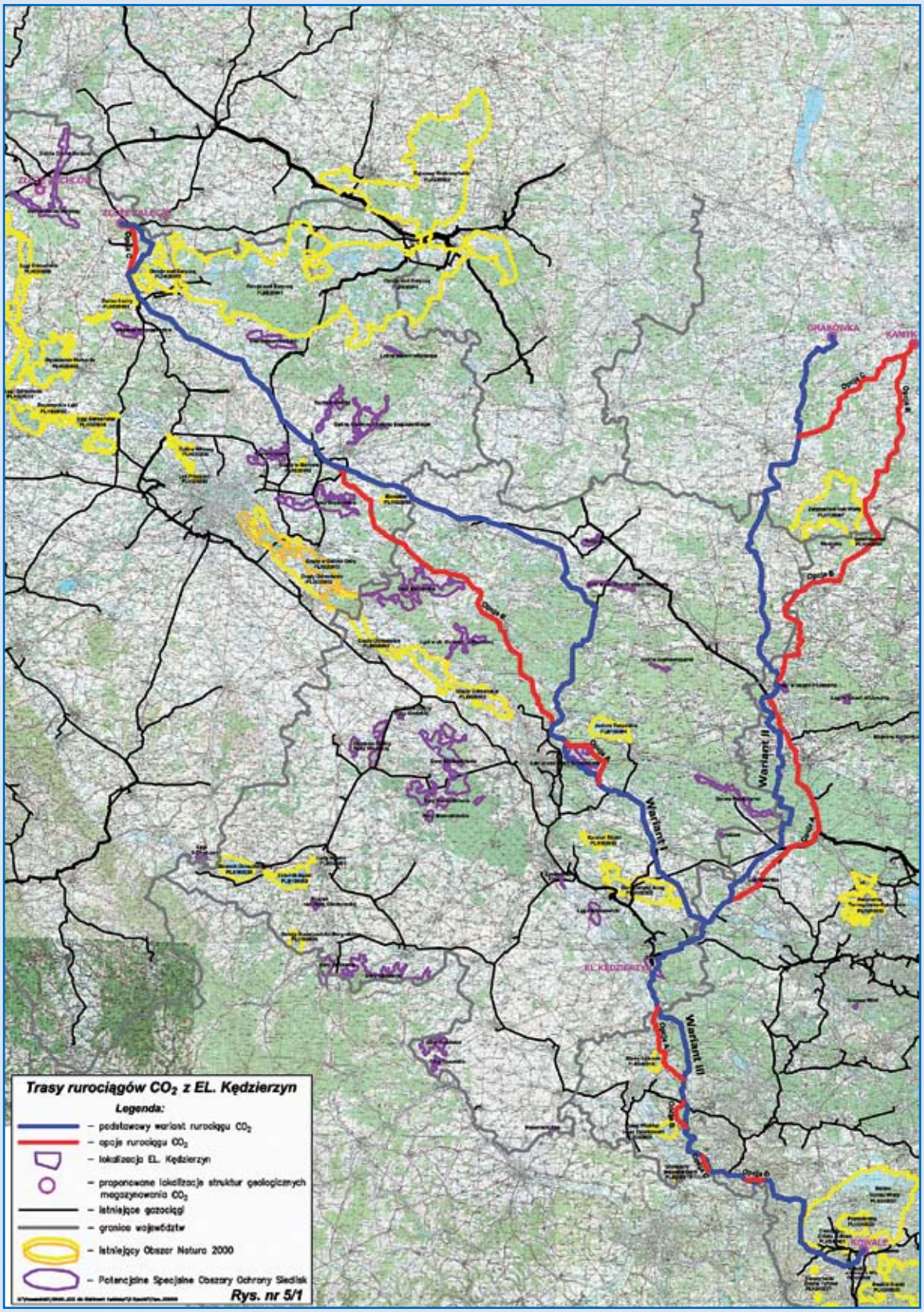
Z absorbera linii energetycznej instalacji AGR, oczyszczone i zdekarbonizowane paliwo powraca do bloku obróbki i kondycjonowania gazu syntezowego STCL (pkt 25) w celu zmieszania z azotem i podgrzania przed spalaniem w turbinie gazowej (pkt 28). Nasycony rozpuszczalnik z obydwu absorberów zostaje następnie zmieszany i wysłany do wspólnego ciągu regeneracji rozpuszczalnika (SR), składającego się głównie z szeregu oddzielaczy i kolumn odpędowych, w których wytwarzane są oddzielnie strumienie $H_2S$ i $CO_2$. Ubogi rozpuszczalnik z kolumny regeneracyjnej zostaje następnie zawrócony do dwóch absorberów.

Blok odzysku siarki (SRU) jest wspólny dla obydwu nitek: energetycznej i chemicznej, i składa się z dwóch ciągów Clausa, z których każdy zwykle pracuje przy 50% wydajności. Kwaśne gazy z AGR nitki energetycznej i chemicznej są mieszane i kierowane (pkt 22) do SRU, gdzie następuje częściowe utlenienie $H_2S$ zawartego w kwaśnym gazie do siarki pierwiastkowej. Całkowita produkcja siarki pierwiastkowej wynosi około 2120 kg/h (pkt 24). W piecu Clausa bloku SRU przetwarzane są kwaśne gazy z AGR wraz z kwaśnymi gazami z Wyspy Zgazowania (GI), przy użyciu tlenu NP. (pkt 5). W piecu Clausa $H_2S$ jest katalitycznie utleniany do $SO_2$. Po stadium termicznym siarka zostaje oddzielona, natomiast gaz odlotowy z instalacji Clausa zostaje uwodorniony i zawrócony do instalacji AGR pod ciśnieniem około 29 barów, za pomocą sprężarki (pkt 23).

Przygotowane paliwo w postaci oczyszczonego gazu syntezowego, zawierającego ponad 80% wodoru, zostaje dostarczone z nitki obróbki i kondycjonowania gazu STCL do komory spalania turbiny gazowej (pkt 28) o mocy elektrycznej 155 MW. Spaliny z turbiny gazowej (GT) wchodzą do kotła odzysknicowego HRSG (pkt 29) w temperaturze około 514°C i przechodzą przez dwa zespoły palników dopalających, osiągając końcową temperaturę na wylocie układu dopalania w granicach 640°C.

Następnie spaliny przechodzą przez poszczególne powierzchnie ogrzewalne kotła odzyskowego:

- przegrzewacz WP (2-ga sekcja)/przegrzewacz wtórny SP (2-ga sekcja) w układzie równoległym;
- przegrzewacz WP (1-sza sekcja)/przegrzewacz wtórny SP (1-sza sekcja) w układzie równoległym;




Rys. 5. Trasy rurociągów do trzech potencjalnych miejsc geologicznego składowania $CO_2$ dla Projektu „Kędzierzyn”

- parownik WP;
- podgrzewacz wody WP (3-cia sekcja);
- przegrzewacz SP;
- parownik SP;
- przegrzewacz NP;
- podgrzewacz wody WP (2-ga sekcja) / podgrzewacz wody SP (2-ga sekcja) w układzie równoległym;
- parownik NP;
- podgrzewacz wody WP (1-sza sekcja) / podgrzewacz wody SP (1-sza sekcja) / podgrzewacz wody NP w układzie równoległym;

generując parę wysokoprężną w ilości 454 Mg/h o ciśnieniu 12,6 MPa i temperaturze 562°C na potrzeby turbiny parowej (ST) o mocy 145 MW. Końcowa temperatura spalin wlotowych do komina HRSG wynosi ok. 142°C. Emisje zanieczyszczeń pokazano w tabeli 3.

**Tabela 3**

Emisje zanieczyszczeń
w Projekcie *Elektrowni Poligeneracyjnej „Kędzierzyn”*

| Zanieczyszczenie | Stężenie |
|---|---|
| $NO_x$ | ⩽ 44 mg/$m^3_n$ |
| $SO_x$ | ⩽ 1 mg/$m^3_n$ |
| Pył | ⩽ 5 mg/$m^3_n$ |

*(suche spaliny przy 15% obj. $O_2$)

Parametry techniczno-produkcyjne Projektu pokazano w tabeli 4.

Cykl kombinowany, gazowo-parowy jest w pełni zintegrowany cieplnie z całym kompleksem energochemicznym, dla zwiększenia do maksimum sprawności i obniżenia kosztów. Produkcja pary w ilości 125 MW realizowana jest z upustu WP turbiny parowej ST.

W turbinie gazowej GT istnieje możliwość współspalania z gazem syntezowym gazu sieciowego GZ50 w przypadku, gdy na przykład produkcja gazu syntezowego nie jest wystarczająca do zaspokojenia zapotrzebowania cieplnego turbiny gazowej.

Istnieje również możliwość całkowitego przełączenia na gaz ziemny. Może to zdarzyć się w razie częściowej lub całkowitej awarii instalacji zgazowania lub instalacji oczyszczania surowego gazu syntezowego. Gaz ziemny służy również jako paliwo rozpałkowe.

W *Elektrowni Poligeneracyjnej „Kędzierzyn”* oprócz produkcji energii elektrycznej z OZE (220 GWh/rok) produkowana jest również energia elektryczna z wysokosprawnej kogeneracji tzw. energia czerwona w ilości 1390 GWh/rok oraz z tzw. kogeneracji żółtej na gazie ziemnym w ilości 315 GWh/rok.

**Tabela 4**

Parametry techniczno-produkcyjne
Projektu *Elektrowni Poligeneracyjnej „Kędzierzyn”*

| | Parametry techniczno–produkcyjne | Wartość | Jednostka |
|---|---|---|---|
| 1 | Moc elektryczna zainstalowana | 300 | MW |
| – | w tym moc elektryczna turbiny gazowej | 155 | MW |
| – | w tym moc elektryczna turbiny parowej | 145 | MW |
| – | w tym moc elektryczna netto | 215 | MW |
| 2 | Moc cieplna osiągalna | 125 | MW |
| 3 | Zużycie paliwa (węgiel kamienny) | 1 600 | tys. Mg/rok |
| 4 | Zużycie biomasy (agro) | 280 | tys. Mg/rok |
| 5 | Zużycie gazu ziemnego (GZ50) | 56 100 | tys. $m^3_n$/rok |
| 6 | Zużycie tlenu | 1 132 | tys. Mg/rok |
| 7 | Zużycie azotu | 940 | tys. Mg/rok |
| 8 | Produkcja energii elektrycznej netto: | 1 705 | GWh/rok |
| – | w tym energii elektrycznej z wysokosprawnej kogeneracji (czerwonej) | 1 390 | GWh/rok |
| – | w tym energii elektrycznej z wysokosprawnej kogeneracji (żółtej) | 315 | GWh/rok |
| – | w tym energii elektrycznej ze współzgazowania biomasy (zielonej) | 222 | GWh/rok |
| 9 | Produkcja metanolu | 517 | tys. Mg/rok |
| – | równoważna moc elektryczna | 223 | MW |
| 10 | Produkcja pary (WP) | 1 175 | tys. Mg/rok |
| 11 | Produkcja siarki | 17 | tys. Mg/rok |
| 12 | Sprawność brutto kompleksu energo-chemicznego | 60 | % |
| 13 | Wydzielony $CO_2$ z paliwa | 3 210 | tys. Mg/rok |
| 14 | – w tym wychwycony $CO_2$ | 2 500 | tys. Mg/rok |
| 15 | – przechodzący w skład metanolu | 710 | tys. Mg/rok |

## Lokalizacje podziemnych zbiorników $CO_2$ dla Projektu „Kędzierzyn”

Geologiczna sekwestracja $CO_2$, definiowana jako wychwyt, transport i składowanie dwutlenku w głębokich formacjach i strukturach geologicznych, uważana jest za jeden z wielu sposobów ograniczania emisji antropogenicznych dwutlenku węgla. W ramach Programu Europejskiej Platformy Technologicznej Zeroemisyjnych Elektrowni na Paliwa Kopalne (ETP ZEP), po roku 2015 powinny być przetestowane technologie wychwytu, transportu i bezpiecznego geologicznego składowania $CO_2$, w celu określenia możliwości ich wdrożenia na skalę przemysłową, w pełni komercyjną. Zasadniczo główna różnica pomiędzy dotychczas realizowanymi projektami badawczymi a planowanymi na najbliższe lata przemysłowymi zastosowaniami geologicznej sekwestracji $CO_2$ polega na ilości dwutlenku węgla przewidzianego do zatłaczania. Na etapie instalacji demonstracyjnej przyjmuje się, że wychwytywane i składowane obejmie rocznie 0,7 – 2,5 mln ton $CO_2$ rocznie, natomiast pozostała część $CO_2$ wytwarzanego w instalacji będzie wykorzystana do produkcji metanolu. Przyjmując, że od momentu uruchomienia w roku 2015, Elektrownia Poligeneracyjna będzie funkcjonowała przez 25 lat, potrzebujemy dla niej pojemności składowania wynoszącej około 73 mln ton. Właśnie taką pojemnością powinny charakteryzować się potencjalne składowiska $CO_2$.

Uwzględniając kryteria geologiczne zawarte w Studium Wykonalności w przedmiocie transportu i geologicznego składowania $CO_2$ dla Projektu „Kędzierzyn”, Konsorcjum w składzie Państwowy Instytut Badawczy – Państwowy Instytut Geologiczny – Akademia Górniczo Hutnicza – *Gazoprojekt S.A.* wskazało potencjalne struktury i formacje geologiczne odpowiednie do geologicznego składowania dwutlenku węgla w bliższym i dalszym sąsiedztwie *Elektrowni Poligeneracyjnej „Kędzierzyn”*. W świetle powyższego w odległości 100 – 300 km od proponowanej lokalizacji Elektrowni Poligeneracyjnej istnieje szereg potencjalnych miejsc składowania $CO_2$ o pojemnościach zapewniających możliwość zmagazynowania całego dwutlenku węgla wydzielanego w trakcie jej eksploatacji.

Pojemność rozpatrywanych złóż jest na tyle duża, że pozwala zaspokoić potrzeby projektu Elektrowni Poligeneracyjnej.

1. Szczerpane złoże gazu ziemnego Załęcze-Wiewierz występuje w utworach czerwonego spągowca na głębokości rzędu 1200 metrów (w najwyższych partiach) i większej. Są to pułapki strukturalno-litologiczne (podniesienia strukturalne – „brachyantykliny” zbudowane z piaskowców – zdiagenezowanych piasków pustynnych dolnego permu) o znacznej wysokości przekraczającej 100 m. Przykryte są one utworami cechsztynu, które stanowią doskonałe uszczelnienie (anhydryty, a zwłaszcza sole), a następnie triasu o skomplikowanej tektonice. Punkt zatłaczania dla trasy rurociągu o długości ok. 293 km wskazany jest w rejonie gminy Wąsosz. Jest to złoże gazu eksploatowane od lat 1970. ubiegłego stulecia, w przeważającym stopniu szczerpane, dla którego zatłaczanie dwutlenku węgla może być sposobem na wspomaganie wydobycia. Pojemność składowania jest wystarczająca na potrzeby Projektu „Kędzierzyn” i wynosi ok. 82 mln ton.
2. Poziomy wodonośne-solankowe utworów mezozoiku polskiego basenu permo-mezozoicznego w okolicach Kliczkowa (rejon Bełchatowa). Wskazano punkt zatłaczania w rejonie miejscowości Grabówka oraz w rejonie miejscowości Kamyk. W obrębie tej sterfy występuje pełny profil utworów triasu, jury dolnej i środkowej przykryty osadami oksfordu (dolna część jury górnej) oraz kenozoiku. Strefa o głębokości w przedziale 800-2500 m spełnia warunki odpowiednie dla zatłaczania $CO_2$. Długość wytypowanej trasy dla tych lokalizacji wynosi ok. 205 km, natomiast pojemność składowania wynosi ok. 115 mln ton.
3. Utwory miocenu – zbiornik słonych wód podziemnych związany z warstwami dębowieckimi, zlokalizowany w rejonie Skoczów – Czechowice. Warstwy dębowieckie stanowią tu równoleżnikowy pas o szerokości do 25 km, zalegający w spągowej części profilu miocenu, przeważnie bezpośrednio na utworach karbonu lub starszego miocenu, a lokalnie także na utworach serii węglanowej dolnego karbonu i dewonu bądź na serii terygenicznej dolnego dewonu i kambru lub nawet prekambru. Ich obszar występowania wynosi ok. 1750 $km^2$. Pojemność składowania wynosi ok. 60 mln ton. Punkt zatłaczania wskazany jest w rejonie miejscowości Kowale, natomiast długość wytypowanej trasy rurociągu wynosi ok. 112 km. Parametry hydrogeologiczne zbiornika są zróżnicowane i uwarunkowane litologią skał oraz głębokością ich zalegania i spełniają minimalne wymagania dla geologicznego składowania $CO_2$.

Wytypowanie miejsca geologicznego składowania dwutlenku węgla wymaga przeprowadzenia szczegółowego rozpoznania warunków geologicznych, hydrogeologicznych oraz wykonania badań geofizycznych i modelowania procesu zatłaczania i spodziewanych reakcji fizykochemicznych, jak również podjęcia zespołu działań w zakresie społecznej akceptacji przedsięwzięcia. Przedstawione lokalizacje należy traktować jako wstępne i wymagające podjęcia zasadniczych badań. Ostatecznie docelowe miejsce składowania wytyczy Państwowy Instytut Badawczy – Państwowy Instytut Geologiczny.

## Koszty wychwytywania, transportu i składowania $CO_2$

Dla Projektu *Elektrowni Poligeneracyjnej „Kędzierzyn”* wyliczono jednostkowy koszt wychwytywania, transportu i składowania $CO_2$. Uwzględniono przy tym:

- nakłady inwestycyjne na instalację CCS wewnątrz zakładu w wysokości 560 mln euro,
- nakłady inwestycje na transport $CO_2$ z zakładu do miejsca składowania (rurociąg DN400 – 293 km) w wysokości 950 mln euro,
- nakłady inwestycyjne dotyczące przygotowania miejsca składowania w wysokości 264 mln euro.

Do wyliczenia jednostkowego kosztu wychwytywania, transportu i składowania $CO_2$ uwzględniono również roczne koszty operacyjne w wysokości: 44 mln euro, 122 mln euro i 23 mln euro odpowiednio na instalację CCS w zakładzie, transport $CO_2$ oraz na składowisko.

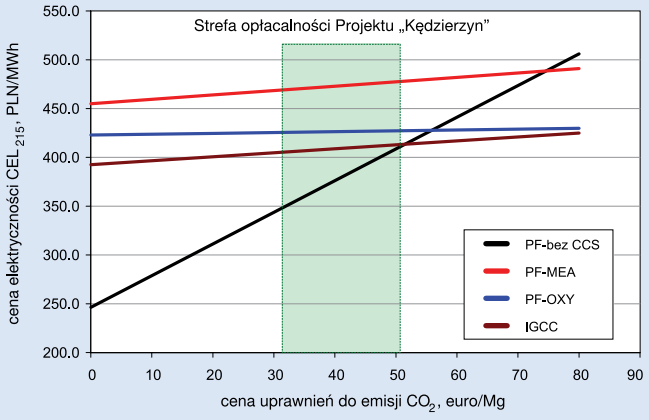
Wyniki obliczeń uwzględniające wartość (50% nakładów inwestycyjnych) i koszty kredytu pokazano w tabeli 5.

**Tabela 5**
Jednostkowy koszt wychwytu, transportu i składowania dla Projektu „Kędzierzyn"

| | Wyniki obliczeń | Wartość | Jednostka |
|---|---|---|---|
| 1 | Nakłady inwestycyjne sprowadzone do 1 roku eksploatacji | 133 088 | tys. zł/rok |
| 2 | Koszty operacyjne | 188 572 | tys. zł/rok |
| 3 | Razem koszty CCS w roku | 321 659 | tys. zł/rok |
| Jednostkowy koszt CCS (wychwyt+transport+składowanie) | | 131 | zł/Mg $CO_2$ |
| | | 33 | E/Mg $CO_2$ |

W przypadku zastosowania sekwestracji $CO_2$ w technologii pre-combustion zalety zaproponowanego rozwiązania uwidaczniają się również przy porównaniu układu Elektrowni Poligeneracyjnej (300MWe+125MWt+produkcja metanolu) z blokiem pyłowym (600 MWe) pracującym na parametry nadkrytyczne z sekwestracją $CO_2$ w technologii post-combustion (MEA), gdzie jednostkowy koszt wychwytywania, transportu i składowania wynosi 75 Euro/Mg $CO_2$.

Zakładając, iż w Projekcie Elektrowni Poligeneracyjnej rezygnuje się dla celów porównawczych z produkcji metanolu, a strumień gazu syntezowego przekazany zostanie na układ gazowo-parowy (IGCC) otrzymując taką samą wielkość produkcji




Rys. 6. Cena energii elektrycznej z pełnym cyklem technologicznym – wychwytywania, transportu i składowania $CO_2$

z porównywanym blokiem pyłowym na parametry nadkrytyczne z wychwytem w technologii post-combustion to (MEA) jednostkowy koszt wychwytywania, transportu i składowania wyniesie 51 euro/Mg $CO_2$.

Najkorzystniejszą zatem technologią wychytywania $CO_2$ pod względem techniczno-ekonomicznym jest technologia pre-combustion zastosowana w Projekcie *Elektrowni Poligeneracyjnej „Kędzierzyn"*, co również będzie miało odzwierciedlenie w granicznych cenach sprzedaży energii elektrycznej.

W celu pokrycia kosztów budowy Elektrowni Poligeneracyjnej zakłada się pozyskanie środków w formie dotacji zarówno krajowych jak i z funduszy ustanowionych na ten cel przez Unię Europejską. Oczekiwana wielkość dotacji do inwestycji, to 350 mln euro z UE na pokrycie kosztów wychwytywania, transportu i składowania $CO_2$, a ze środków rządowych jako wielkość obejmująca pokrycie kosztów związanych z realizacją prac badawczych obejmujących próbne wykonanie odwiertów do zatłaczania, bezpiecznego składowania $CO_2$ oraz kosztów związanych z programem Czyste Technologie Węglowe. Istotnym czynnikiem jest pokrycie nadmiarowych kosztów eksploatacyjnych związanych z CCS w wysokości ok. 47 mln euro/rok.

## Podsumowanie

Projekt Elektrowni Poligeneracyjnej „Kędzierzyn" jest innowacyjny zarówno w skali krajowej, jak i światowej oraz spełnia wszystkie międzynarodowe wymagania stawiane projektom mającym na celu wdrożenie nowych czystych technologii węglowych. Niezwykle istotnym aspektem realizacji projektu będzie również demonstracja możliwości dywersyfikacji bazy surowcowej dla przemysłu chemicznego, a tym samym zwiększenia bezpieczeństwa energetycznego kraju poprzez substytucję gazu ziemnego gazem ze zgazowania węgla. Inicjatywa *PKE S.A.* i *ZAK S.A.* realizacji Projektu „Kędzierzyn" opartego na węglu daje możliwość zademonstrowania komercyjnej technologii spełniającej wszystkie wymogi Unii Europejskiej zawartej w pakiecie energetycznym (Energy Package) wraz z produkcją energii ze źródeł odnawialnych i z wysokosprawnej kogeneracji.

LITERATURA

[1] Foster Wheeler Italiana: „Studium Wykonalności Projektu Elektrowni Poligeneracyjnej „Kędzierzyn" z usuwaniem $CO_2$". Katowice 2010

[2] Państwowy Instytut Badawczy-Państwowy Instytut Geologiczny-Akademia Górniczo-Hutnicza w Krakowie, *Gazoprojekt S.A.*: Pakiet do Studium Wykonalności w przedmiocie transportu i geologicznego składowania $CO_2$ dla Projektu „Kędzierzyn", Katowice 2010

[3] Chmielniak T.: „Technologie energetyczne". Wydawnictwo Politechniki Śląskiej. Gliwice 2004

[5] Kotowicz J., Pieter M.: „Przegląd zagadnień technologicznych związanych z produkcją energii elektrycznej w oparciu o układy gazowo – parowe zintegrowane ze zgazowaniem węgla". Sympozjum naukowe „Nowe horyzonty energetyki 2007" (1-3 czerwiec 2007, Zakopane)

[6] Ziębik A., Liszka M., Hoinka K.: „Analiza techniczno-ekonomiczna budowy bloków energetycznych z CCS w warunkach *PKE S.A.*". Praca zlecona przez *PKE S.A.*, Katowice 2009

[7] Siemens AG Power Generation: Hannemann F., Schiffers U., Karg J.; Nuon: Kanaar M.: „Buggenum Experience and Improved Concepts for Syngas Applications". Power Generation 2002

[8] Wabash River Energy Ltd.: „Wabash River Coal Gasification Repowering Project. Final Technical Report". August 2000

[9] U.S. Department of Energy and Wabash River Coal Gasification Project Joint Venture: „Clan Coal Technology. The Wabash River Coal Gasification Repowering Project". September 2000

[10] Jenkins S.: „Real – World Experince with IGCC – Lessons Learned in Design, Permitting, Operations and Maintenance". URS Corporation, August 17, 2005

[11] McDaniel J., Hornick M.: „Tampa Electric Polk Power Station Integrated Gasification Combined Cycle Project". Final Technical Report, August 2002

[12] Baardson J.: „Coal to Liquids: Shell Coal Gasificaton with Fisher – Tropsch Synthesis". Gasification Technologies Conference. October 11, 2005

[13] Kotowicz J.: „Układy gazowo–parowe zintegrowane ze zgazowaniem węgla". Opracowanie wewnętrzne. Instytut Maszyn i Urządzeń Energetycznych, Gliwice 2004

*Elektrownia Siersza*

Janusz Tchórz,
*Dyrektor ds. Rozwoju Technologii*

Janusz Zdeb
*Główny Specjalista ds. Badań i Rozwoju Technologii*

# Udział *PKE S.A.* w realizacji Krajowego Programu Badań Naukowych i Prac Rozwojowych

## *PKE* Participation in Realization of the National Programme for Scientific Research and Development Works

Komisja Europejska w komunikacie z dnia 10 stycznia 2007 roku ogłosiła Strategię 3x20, która zakłada, że do 2020 roku w łącznym bilansie UE w odniesieniu do 1990 roku należy:

1) poprawić efektywność energetyczną o 20%,
2) zwiększyć udział energii odnawialnej do 20%,
3) zredukować emisję $CO_2$ o 20%.

Biorąc powyższe pod uwagę, Minister Nauki i Szkolnictwa Wyższego w dniu 30 października 2008 roku ogłosił ustanowienie Krajowego Programu Badań Naukowych i Prac Rozwojowych określającego priorytetowe obszary badawcze.

Jednym z nich został obszar Energia i Infrastruktura. Zwrócono w nim uwagę na konieczność generowania projektów badawczych, które wniosą wartość dodaną w zwiększaniu bezpieczeństwa energetycznego kraju, między innymi poprzez rozwój „czystych" technologii węglowych oraz stosowanie paliw i układów nowej generacji.

Podstawowym celem programu strategicznego w omawianym obszarze jest realizacja w Polsce strategii nowej polityki energetycznej Unii Europejskiej, której głównymi zadaniami są:

- zredukowanie emisji dwutlenku węgla w technologiach energetycznych,
- zwiększenie efektywności tych technologii oraz
- zwiększenie udziału energii odnawialnej w wytwarzaniu paliw i energii.

Z kolei Narodowe Centrum Badań i Rozwoju ogłosiło konkurs w ramach strategicznego programu badań naukowych i prac rozwojowych „Zaawansowane technologie pozyskiwania energii". Zakres programu strategicznego przedstawiono w następujących blokach tematycznych.

1. Technologie zwiększające efektywność wytwarzania energii elektrycznej.
2. Technologie oksyspalania węgla do efektywnego i niskoemisyjnego wytwarzania energii elektrycznej.
3. Technologia zgazowania węgla do wysokoefektywnej produkcji energii i paliw.
4. Technologie energetyki odnawialnej, w tym alternatywnej.

Oczekiwane efekty stawiane przed realizowanymi blokami tematycznymi to:

- technologie o zwiększonej efektywności energetycznych bloków węglowych dzięki wykorzystaniu ciepła odpadowego, podsuszaniu węgla brunatnego i współspalania biomasy oraz wskutek zmniejszenia strumieni węgla i spalin – przygotowane do wdrożeń; zakładany jest możliwy wzrost sprawności energetycznej bloku ok. 2%;
- koncepcja procesowa i badania pilotażowe ciśnieniowego oksyspalania węgla z separacją $CO_2$, warunkujące podjęcie współpracy z czołowymi ośrodkami badawczymi za granicą w zakresie rozwoju czystych technologii węglowych (badania światowe prowadzone są aktualnie w skali laboratoryjnej);
- badania pilotażowe opracowanej technologii ciśnieniowego zgazowania produkcji paliw płynnych, warunkujące budowę instalacji demonstracyjnych do zastosowań w energetyce i syntezie chemicznej;
- innowacyjne technologie przetwarzania biomasy na paliwa ciekłe i gazowe oraz wytwarzania, przechowywania i dystrybucji wodoru; instalacje pilotowe nowych generacji siłowni wiatrowych, słonecznych i małych elektrowni wodnych oraz skojarzonego układu mikrogeneracji (elektryczność, ciepło, chłód) oraz magazynowania energii elektrycznej z odnawialnych siłowni rozproszonych.

Dyrektor Narodowego Centrum Badań i Rozwoju na podstawie rekomendacji przedstawionych przez zespół ekspertów do spraw oceny ofert na wykonanie zadań badawczych w ramach strategicznego programu badań naukowych i prac rozwojowych „Zaawansowane technologie pozyskiwania energii" podjął decyzję ogłoszoną 5 stycznia 2010 roku o finansowaniu czterech zadań badawczych.

| Numer zadania badawczego | Tytuł zadania badawczego | Nr Oferty OSF | Oferent (Lider konsorcjum naukowo-przemysłowego) |
|---|---|---|---|
| 1 | Opracowanie technologii dla wysoko sprawnych „zeroemisyjnych" bloków węglowych zintegrowanych z wychwytem $CO_2$ ze spalin | 67484 | Politechnika Śląska, Wydział Inżynierii Środowiska<br><br>**Udział *PKE S.A.*** |
| 2 | Opracowanie technologii spalania tlenowego dla kotłów pyłowych i fluidalnych zintegrowanych wychwytem $CO_2$ | 66420 | Politechnika Częstochowska, Wydział Inżynierii i Ochrony Środowiska<br><br>**Udział *PKE S.A.*** |
| 3 | Opracowanie technologii zgazowania węgla dla wysoko efektywnej produkcji paliw i energii elektrycznej | 77008 | Akademia Górniczo-Hutnicza im, Stanisława Staszica, Wydział Energetyki i Paliw, Wydział Górnictwa i Geoinżynierii, Wydział Zarządzania<br><br>**Udział *PKE S.A.*** |
| 4 | Opracowanie zintegrowanych technologii wytwarzania paliw z biomasy, odpadów rolniczych i innych | 65786 | Instytut Maszyn Przepływowych im. Roberta Szewalskiego PAN |

## Zadanie badawcze nr 1

### „Opracowanie technologii dla wysoko sprawnych „zeroemisyjnych" bloków węglowych zintegrowanych z wychwytem $CO_2$ ze spalin"

W celu realizacji tego zadania badawczego konieczne było utworzenie Konsorcjum w którym udział biorą: AGH, Politechnika Częstochowska, Politechnika Krakowska, Politechnika Łódzka, Politechnika Wrocławska, IMP PAN, ICHPW – Zabrze, *Rafako, Lotos*.

Główne cele zadania 1

1. Opracowanie i weryfikacja nowych koncepcji wzrostu sprawności obiegu siłowni kondensacyjnych (w tym o najwyższych ultranadkrytycznych parametrach pary).
2. Opracowanie i sprawdzenie w skali pilotowej procesów wychwytu $CO_2$ ze spalin.
3. Znalezienie rozwiązań technologicznych dla redukcji strat sprawności spowodowanych usuwaniem $CO_2$ ze spalin.

Przyjęte cele ogólne zostaną osiągnięte przez rozwiązanie zadań ujętych w VII grupach tematycznych.

I. Opracowanie zestawu algorytmów i programów do pełnej i wiarygodnej symulacji pracy bloku energetycznego o złożonej strukturze technologicznej w różnych stanach obciążeń z uwzględnieniem procesów separacji $CO_2$.
II. Identyfikacja, badania i sprawdzenie nowych koncepcji wzrostu sprawności węglowych technologii wytwarzania elektryczności i ciepła.
III. Opracowanie nowych metod i systemów nadzoru eksploatacyjnego, metod oceny ryzyka oraz planowania gospodarki diagnostyczno-remontowej bloków energetycznych nowych generacji i innych instalacji energetycznych.
IV. Analizy optymalizacyjne, badania systemowe i techniczno-ekonomiczne przygotowujące do wprowadzenia do polskiej energetyki bloku 50+ (bloku o sprawności powyżej 50%).
V. Badania pilotowe procesów wychwytu $CO_2$ ze spalin dla różnych klas sorbentów.
VI. Badania studialne i projekty technologiczne integracji instalacji wychwytu $CO_2$ z obiegami węglowych siłowni cieplnych (elektrowni i elektrociepłowni).
VII. Określenie wykonalności technicznej i ekonomicznej zwiększenia efektywności wydobycia ropy naftowej z częściowym zatrzymywaniem $CO_2$ w strukturach geologicznych – przy znacznym zaangażowaniu finansowym partnerów przemysłowych.

W ramach powyższych grup tematycznych *PKE S.A.* będzie uczestniczyć w realizacji poniżej wymienionych tematów.

Grupa tematyczna V:

*Badania pilotowe procesów wychwytu $CO_2$ ze spalin dla różnych klas sorbentów*

Zadanie realizowane będzie etapowo i w fazie początkowej obejmować będzie badania laboratoryjne oraz modelowanie i symulacje komputerowe procesu wychwytu $CO_2$. Celem tych zadań cząstkowych jest rozwój i pozyskanie wiedzy w zakresie mechanizmu absorpcji i desorpcji oraz kinetyki zachodzących reakcji w procesie usuwania $CO_2$, która umożliwi sformułowanie założeń do budowy kontenerowej instalacji pilotowej do wychwytu $CO_2$.

Kontenerowa instalacja pilotowa do wychwytu $CO_2$ będzie miała mobilny charakter, umożliwiający zainstalowanie jej na rzeczywistym obiekcie energetycznym. Instalacja składać się będzie z modułu głębokiego odsiarczania spalin oraz modułu wychwytu $CO_2$ na drodze absorpcji chemicznej i posiadać zdolność przerobową 20-100 $m^3_n/h$ spalin. Takie rozwiązanie instalacji pilotowej, jako przewoźnej i modułowej, pozwoli w warunkach rzeczywistych-przemysłowych przeprowadzenie badań procesu wychwytu $CO_2$ z gazów spalinowych. W tym celu Partnerzy Przemysłowi Koordynatora projektu i realizatora etapu podjęli się udostępnienia i przystosowania jednego lub dwóch wybranych obiektów energetycznych do współpracy z pilotową instalacją wychwytu $CO_2$.

Na instalacji pilotowej przeprowadzone zostaną badania technologiczne, których celem będzie sprawdzenie i optymalizacja procesu usuwania $CO_2$ dla warunków przemysłowych. Przebadany zostanie wpływ parametrów pracy (tj. skład spalin, temperatura, natężenia strumieni) na sprawność procesu wychwytu $CO_2$. Określony zostanie również wpływ procesu odsiarczania na efektywność usuwania $CO_2$ (stabilność i trwałość absorbentów).

Doświadczenia zdobyte w trakcie badań pozwolą na opracowanie założeń procesowych do budowy instalacji usuwania $CO_2$ ze spalin w skali demonstracyjnej.

Oczekuje się, że efektem realizacji projektu będzie sprawdzenie w skali pilotowej możliwości usuwania $CO_2$ ze spalin, identyfikacja najważniejszych problemów ruchowych/technologicznych w procesie wychwytu $CO_2$, w miarę możliwości określenie procedur/metod zapobiegania ich negatywnych skutków.

Planowane są również prace nad opracowaniem mieszanek – roztworów rozpuszczalników/absorbentów chemicznych pozwalających na poprawę sprawności absorpcji i/lub obniżenie ilości wymaganego ciepła w procesie regeneracji rozpuszczalnika – desorpcja $CO_2$, których wdrożenie w skali przemysłowej pozwoli na poprawę efektywności ekonomicznej procesu usuwania CO2 ze spalin, w porównaniu do znanych dotychczas rozwiązań komercyjnych.

Grupa tematyczna VI:

*Wykonanie badań wpływu zastosowania roztworu kwasu cytrynowego jako dodatku do zawiesiny absorbera na osiągi mokrej instalacji odsiarczania spalin, w tym obniżenie poziomu stężeń $SO_x$.*

Celem badań jest dążenie do osiągania jak najniższych stężeń tlenków siarki ($SO_x$) w spalinach odlotowych z instalacji mokrego odsiarczania spalin (IOS). Mając świadomość, iż poziom stężeń $SO_x$ w spalinach odsiarczonych na poziomie 10-50 ppm może determinować stosowanie metod separacji $CO_2$ ze spalin po IOS (przy zastosowaniu roztworów sorpcyjnych np. monoetanoloaminy) celowym jest wykonanie badań na obiekcie rzeczywistym, a więc już eksploatowanej instalacji mokrego odsiarczania spalin w polskiej energetyce zawodowej spalającej węgiel. Wykonane badania dadzą odpowiedź czy stosowanie kwasu cytrynowego jako dodatku do zawiesiny absorbera będzie można przyszłościowo wykorzystywać w celu obniżenia poziomów emisji $SO_x$ przy równoczesnym podwyższeniu skuteczności odsiarczania oraz czy obrany kierunek jest prawidłowy w celu kontynuacji dalszych badań związanych z usuwaniem $CO_2$ ze spalin odlotowych.

Kompleksowo wykonane badania pozwolą na określenie wpływu kwasu cytrynowego na proces odsiarczania spalin, w tym parametry jakościowe mediów procesu (szczególnie gipsu). Pozwolą określić, w jaki sposób jego zastosowanie wpływa na eksploatację IOS, w tym czy jego stosowanie nie spowoduje utrudnień technologicznych wynikających na przykład z dodatkowego usuwania osadów w absorberze IOS powstających przy stosowaniu samej zawiesiny mączki kamienia wapiennego. Przedstawione zostaną wyniki analiz i obliczeń mediów procesu (spalin, sorbentu, wody procesowej, ścieków i gipsu). Zawarte będzie również odniesienie do aktualnych i przyszłościowych wymogów ochrony środowiska pod względem poziomów emisji pyłowo-gazowych w spalinach odlotowych.

Badania umożliwią pełniejsze rozpoznanie procesu odsiarczania spalin oraz przyczynią się do podjęcia decyzji związanych z trwającymi badaniami w zakresie separacji $CO_2$ ze spalin odlotowych.

## Zadanie badawcze nr 2

### „Opracowanie technologii spalania tlenowego dla kotłów pyłowych i fluidalnych zintegrowanych z wychwytem $CO_2$"

Realizacja zadania badawczego wymagała utworzenia Konsorcjum o szerokim wachlarzu doświadczeń i kompetencji, skupiającego jednocześnie partnerów z ośrodków akademickich, reprezentujących instytuty naukowo-badawcze oraz przedstawicieli przemysłu. Tym samym, w skład utworzonego Konsorcjum zostały włączone:

- Politechnika Częstochowska (koordynator),
- Politechnika Śląska,
- Politechnika Wrocławska,
- Instytut Chemicznej Przeróbki Węgla,
- Instytut Energetyki,
- *Foster Wheeler Energia Polska,*
- *PGE Elektrownia Turów S.A.,*
- *Grupa Tauron Południowy Koncern Energetyczny S.A.,*
- *Eurol.*

Nadrzędnym celem projektu jest osiągnięcie technicznej gotowości do demonstracji w skali przemysłowej koncepcji bloku energetycznego ze spalaniem tlenowym zintegrowanego z układem sekwestracji $CO_2$ (CCS). Partnerzy skupieni w ramach utworzonego Konsorcjum ocenią i zaproponują odpowiednią koncepcję wybraną z trzech analizowanych opcji spalania węgla:

– spalanie pyłu węglowego w kotle pyłowym (PC),
– spalanie węgla w cyrkulacyjnej warstwie fluidalnej (CFB),
– spalanie ciśnieniowe.

Zamierzeniem jest również: wskazanie możliwości przystosowania obecnego systemu energetycznego, tak aby uzyskać system bardziej zrównoważony i oparty na zróżnicowanym zestawie źródeł energii (w tym źródeł odnawialnych); poprawa sprawności energetycznej; stawienie czoła naglącym zadaniom, jakie stawia bezpieczeństwo zaopatrzenia i zmiany klimatyczne; a jednocześnie potrzeba zwiększenia konkurencyjności polskiej gospodarki.

Za główny cel projektu przyjęto opracowanie podstaw procesu spalania tlenowego i jego zademonstrowanie na instalacjach pilotowych w warunkach ciśnienia atmosferycznego i podwyższonego ciśnienia, co może zdecydowanie poprawić sprawność układów poprzez ich termodynamiczną optymalizację.

Ponadto projekt przewiduje zademonstrowanie technologii wysokosprawnego spalania tlenowego zarówno w cyrkulacyjnej warstwie fluidalnej (CFB) jak i palenisku pyłowym (PC), która może w sposób elastyczny pracować zarówno w trybie klasycznego spalania w powietrzu, jak i w trybie oxy-spalania z wychwytem dwutlenku węgla. Tym samym niniejszy projekt łączy w sobie zalety właściwe technologii CFB (elastyczność paliwową i niskie emisje), a także technologii pyłowej (wysokie moce) ze spalaniem w tlenie dla wychwytywania i magazynowania dwutlenku węgla (CCS).

Kluczowymi elementami projektu będą próby eksperymentalne z różnymi gatunkami węgla (od lignitu do antracytu) oraz innymi alternatywnymi paliwami (biomasa, osady ściekowe) na pierwszych w kraju tego rodzaju pilotowych obiektach:

– CFB z elastycznym systemem spalania powietrzno-tlenowego o mocy cieplnej 0,1 MW,
– PC o mocy 0,5 MW,
– ciśnieniowej instalacji oxy-spalania 0,2 MW.

W wyniku badań opracowane zostaną wytyczne technologiczno-procesowe dla optymalizacji procesu spalania tlenowego w instalacjach pilotowych, pozwalających na zdobycie wystarczających doświadczeń do budowy instalacji demonstracyjnej w skali przemysłowej.

Wymiernym efektem końcowym będzie opracowanie dokumentacji technologicznej układów stanowiących podstawę do budowy krajowych instalacji demonstracyjnych oxy-spalania z wychwytem $CO_2$, a także analiza możliwości wychwytywania i sekwestracji $CO_2$ dla dwóch wybranych przypadków, tzn. *PGE Elektrownia Turów S.A.* oraz *PKE S.A. Elektrownia Łagisza*.

Przygotowana koncepcja w swoich złożeniach oparta będzie na wysokosprawnej, elastycznej jednostce gotowej do realizacji tlenowego spalania dużej różnorodności gatunków węgla, jak również współspalania biomasy, o mocy 30 MW zintegrowanej z układem CCS.

Projekt stanowić będzie zatem kompleksowe ujęcie omawianej problematyki badawczej, a uzyskane wyniki umożliwią stworzenie warunków rozwoju czystych technologii węglowych w naszym kraju.

Realizacja tego zadnia jest podzielona na moduły:

Moduł 1 – Badania kinetyki i mechanizmu oxy-spalania węgla.
Moduł 2 – Badania technologiczne operacji i procesów jednostkowych.
Moduł 3 – Badania technologiczne oxy-spalania w skali pilotowej.
Moduł 4 – Badania usuwania $CO_2$ ze strumienia gazów.
Moduł 5 – Produkcja tlenu na potrzeby oxy-spalania węgla.
Moduł 6 – Symulacje numeryczne oraz analizy systemowe oxy-spalania.
Moduł 7 – Wstępna analiza wykonalności instalacji demonstracyjnej.
Moduł 8 – Koordynacja i rozpowszechnianie wyników projektu.

W ramach powyższych modułów badawczych *PKE S.A.* będzie uczestniczyło w realizacji modułu 7. W ramach realizacji wykonane będzie:

- opracowanie środowiska VR (wirtualne modelowanie),
- wirtualizacja obiektu demonstracyjnego 30 MW,
- studium przypadków oxy-spalania dla wybranych bloków energetycznych z kotłem fluidalnym i pyłowym.

Planuje się również wybudowanie mobilnej instalacji badawczej do usuwania $CO_2$ z gazów spalinowych, która ma możliwość rozdziału rzeczywistych gazów spalinowych w celu odseparowania $CO_2$.

## Zadanie badawcze nr 3

### „Opracowanie technologii zgazowania węgla dla wysoko efektywnej produkcji paliw i energii elektrycznej"

Realizacja zadania poprzez powołanie Konsorcjum, w skład którego oprócz AGH oraz GIG wchodzi Instytut Chemicznej Przeróbki Węgla, Politechnika Śląska oraz *Katowicki Holding Węglowy*, *Grupa Tauron Polska Energia, PKE S.A, Południowy Koncern Węglowy, KGHM Polska Miedź* oraz *ZAK S.A.* w Kędzierzynie.

Zadanie Badawcze nr 3 zostało podzielone na 8 wymienionych poniżej Tematów Badawczych:

- Temat Badawczy nr 1 – Opracowanie szczegółowej bazy danych węgli krajowych dla procesu zgazowania.
- Temat Badawczy nr 2 – Opracowanie i weryfikacja w skali pilotowej technologii ciśnieniowego zgazowania węgla w reaktorze z cyrkulującym złożem fluidalnym przy wykorzystaniu $CO_2$ jako czynnika zgazowującego.
- Temat Badawczy nr 3 – Opracowanie i weryfikacja w skali pilotowej technologii procesu podziemnego zgazowania węgla.
- Temat Badawczy nr 4 – Opracowanie modeli symulacyjnych dla projektowania i optymalizacji układów kogeneracji i produkcji energii elektrycznej na bazie podziemnego zgazowania węgla.
- Temat Badawczy nr 5 – Opracowanie modeli symulacyjnych dla projektowania i optymalizacji układów zgazowania naziemnego dla zastosowań w energetyce i chemii.
- Temat Badawczy nr 6 – Opracowanie dla warunków krajowych mapy rozwiązań technologicznych.
- Temat Badawczy nr 7 – Opracowanie projektów technologicznych układów stanowiących podstawę do budowy krajowych instalacji demonstracyjnych.
- Temat Badawczy nr 8 – Kompleksowa ocena i wybór strategicznych kierunków rozwoju zgazowania węgla.

Zadanie badawcze przewiduje m.in. badania zgazowania węgla w rzeczywistych warunkach, w jednej z kopalń *Katowickiego Holdingu Węglowego*, badania w instalacji pilotowej zgazowania węgla w złożu fluidalnym za pomocą dwutlenku węgla, a także eksperymenty nad oczyszczaniem otrzymywanych gazów, modyfikacją składu lub energetycznym i chemicznym ich wykorzystaniem. W ramach przedsięwzięcia powstaną projekty procesowe demonstracyjnych instalacji zarówno dla naziemnego, jak i podziemnego zgazowania węgla.

## 7. Program Ramowy Wspólnoty Europejskiej Badań Rozwoju Technologicznego i Wdrożeń

Programy badawcze realizowane w *PKE S.A.* to nie tylko krajowe, ale też międzynarodowe. *PKE S.A.* uczestniczy w ramach 7. Programu Ramowego Wspólnoty Europejskiej w międzynarodowym programie badawczym pt.; „Opracowanie wysokoefektywnej technologii złoża fluidalnego CFB dla zapewnienia elastycznego spalania w atmosferze powietrznej/tlenowej elektrowni z CCS w skrócie FLEXI BURN CFB". W projekcie uczestniczą placówki naukowe, producenci urządzeń energetycznych oraz wytwórcy energii z Finlandii, Hiszpanii, Portugalii, Belgii oraz z Polski.

Zakres prac realizowany przez *PKE S.A.*, związany jest głównie z doborem paliw, wykonaniem niezbędnych prac pomiarowych na kotle CFB w *Elektrowni Łagisza* oraz określeniem kosztów inwestycyjnych i eksploatacyjnych związanych z technologią spalania w atmosferze tlenowej, jak również określeniem potencjalnych miejsc lokowania $CO_2$ wychwyconego ze spalin. Badania prowadzone są w laboratoriach naukowych, natomiast próby przemysłowe odbędą się w *Elektrowni Ciuden* w Hiszpanii, gdzie kocioł wyposażony będzie w instalację do podawania tlenu. Wyniki tej próby przemysłowej będą porównywane z wynikami ruchowymi z *Elektrowni Łagisza*, w celu wypracowania modelu skalowania zachodzących zjawisk. Projekt będzie trwał 3 lata.

## Małopolsko-Podkarpacki Klaster Czystej Energii

Kolejną inicjatywą mającą na celu współpracę ze światem nauki jest udział od 2006 roku w pracach Małopolsko-Podkarpackiego Klastra Czystej Energii. Ideą budowy klastra było stworzenie platformy współdziałania przedsiębiorstw, samorządu, uczelni wyższych i instytucji otoczenia biznesu w celu pozyskania czystej energii dla zapewnienia rozwoju społecznego i wysokiej jakości życia mieszkańców w czystym i bezpiecznym środowisku przyrodniczym.

Główne cele działania klastra to:

- zwiększenie pozyskania i wykorzystania czystej energii w regionie południowo-wschodniej Polski dla ochrony środowiska przyrodniczego,
- koncentracja badań naukowych w obszarze czystej energii,
- integracja działań przedsiębiorców, agencji, stowarzyszeń i władz regionalnych w obszarze energetyki.

## „Węglowe Ogniwa Paliwowe"

Najnowszą inicjatywą badawczą jest udział w opracowaniu założeń oraz budowa prototypu węglowego ogniwa paliwowego (ogniwo DCFC) zasilanego węglem (kamiennym, brunatnym, pozyskiwanym z biomasy i paliw odpadowych). W ogniwach węglowych utlenianie węgla, w odróżnieniu od spalania w kotle w klasycznej elektrowni, przebiega elektrochemicznie, co wpływa na poprawę sprawności konwersji energii chemicznej zawartej w paliwie na energię elektryczną i cieplną (możliwe jest utrzymanie wysokiej sprawności rzeczywistej – na poziomie od 50 do 80%), a co za tym idzie na zmniejszenie emisji $CO_2$.

Badania realizowane są w ramach Konsorcjum przemysłowo-naukowego „Węglowe Ogniwa Paliwowe". W skład Konsorcjum wchodzą następujące firmy/instytucje: *Katowicki Holding Węglowy S.A., Kompania Węglowa S.A., PGE Polska Grupa Energetyczna S.A.,* Politechnika Częstochowska, Politechnika Śląska, Politechnika Wrocławska i *PKE S.A. Grupa TAURON Polska Energia S.A.*

Cele działania Konsorcjum:

- prowadzenie prac podstawowych, rozwojowych i wdrożeniowych, ukierunkowanych na opracowanie przemysłowej technologii węglowych ogniw paliwowych,
- inicjowanie i prowadzenie badań przemysłowych i przedkonkurencyjnych w zakresie węglowych ogniw paliwowych oraz komercjalizacja ich wyników, przy aktywnym udziale finansowym członków finansujących.

Za osiągnięcie celu działalności Konsorcjum przyjmuje się zbudowanie i zademonstrowanie pracy węglowego ogniwa paliwowego o wielkości pozwalającej na dokonanie analizy techniczno-ekonomicznej przedsięwzięcia w celu określenia potencjału wdrożeniowego.

Przystępując w Politechnice Częstochowskiej do prac nad węglowym ogniwem paliwowym przy tworzeniu jego konstrukcji przyjęto założenie o maksymalnym wykorzystaniu procesów rozpoznanych lub opanowanych w skali przemysłowej. Obecnie na rynku dostępne są ogniwa węglowe o mocy 1 MW, a w najbliższej przyszłości należy spodziewać się ogniw węglowych o mocy do 10 MW.

Honorowy patronat nad pracami Konsorcjum objął Wicepremier RP Waldemar Pawlak. Uroczyste podpisanie umowy rozpoczynającej działanie konsorcjum odbyło się 16 czerwca 2010 roku w Ministerstwie Gospodarki.

## Podsumowanie

Podsumowując powyższe należy stwierdzić, że głównym obszarem działań w zakresie realizowanych prac badawczych prowadzonych przez Centrum Zarządzania *PKE S.A.* jest :

- zmniejszenie oddziaływania elektrowni i elektrociepłowni na środowisko w związku z wprowadzeniem przez UE pakietu energetycznego 3x20 i przygotowaniem Dyrektywy CCS,
- umożliwienie porównania dostępnych technologii produkcji energii i ich optymalizacji pod kątem obowiązujących i przewidywanych do 2020 roku przepisów prawa energetycznego, w celu określenia przesłanek dla przeprowadzenia potencjalnej modyfikacji strategii odbudowy mocy w *PKE S.A.* i ewentualnej dywersyfikacji źródeł energii pierwotnej,
- umożliwienie zgłoszenia Elektrowni Poligeneracyjnej jako obiektu demonstracyjnego do programu flagowego ZEP,
- optymalizacja procesów technologicznych pod kątem możliwości osiągnięcia maksymalnych korzyści z uregulowań prawnych dotyczących ochrony klimatu,
- poprawa stanu techniki w zakresie poprawy sprawności oraz warunków BHP.
- polepszenie wizerunku *PKE S.A.* na rynku polskim, organizacja i udział w konferencjach, targach i sympozjach.

Będąc jedną z wiodących firm energetycznych w kraju utrzymujemy stały kontakt i współpracę z krajowymi i zagranicznymi jednostkami naukowymi.

LITERATURA

[1] Umowa nr SP/E/1/67484/10
[2] Umowa nr SP/E/2/66420/10
[3] Umowa nr SP/E/2/77008/10
[4] Prezentacja „Zaawansowane technologie pozyskiwania energii". Warszawa, 3 grudnia 2008

Janusz Tchórz,
*Dyrektor ds. Rozwoju Technologii*

Janusz Zdeb
*Główny Specjalista ds. Badań i Rozwoju Technologii*

# Polska Platforma Czystych Technologii Węglowych (PPCTW)

## Polish Platform of Clean Coal Technologies (PPCTW)

W dniu 25 lutego 2008 r. w Ministerstwie Gospodarki zostało podpisane porozumienie o powołaniu Polskiej Platformy Czystych Technologii Węglowych. Węgiel jest i długo będzie podstawą polskiej energetyki. Dlatego działania podejmowane w ramach powstającej Polskiej Platformy Czystych Technologii Węglowych będą dla Polski i jej gospodarki bardzo istotne. Pakiet energetyczno-klimatyczny Unii Europejskiej zakłada radykalne zmniejszenie emisji dwutlenku węgla do 2020 r., a wdrażanie czystych technologii węglowych oraz składowanie $CO_2$ są wciąż stosunkowo drogie.

Tym istotniejsza jest więc inicjatywa PPCTW. Przedsiębiorstwa energetyczne działające w Polsce postanowiły się zjednoczyć, aby działać wspólnie w celu przezwyciężenia wielu barier. Polska Platforma CTW wspiera merytorycznie proces legislacyjny dotyczący przeniesienia odpowiednich dyrektyw unijnych do polskiego prawa.

W spotkaniu inicjującym udział wzięli m.in.: eurodeputowany Jerzy Buzek (Przewodniczący Parlamentu Europejskiego), Krzysztof Bolesta z Komisji Europejskiej, Dariusz Bogdan – Podsekretarz Stanu w Ministerstwie Gospodarki, Henryk Jezierski – Podsekretarz stanu w Ministerstwie Środowiska, Andrzej Siemaszko z Krajowego Punktu Kontaktowego Programów Badawczych UE oraz przedstawiciele *Polskiej Grupy Energetycznej*, *Południowego Koncernu Energetycznego*, *EDF Polska, Dalkia Polska, Elektrabel Polska, Elektrownia Kozienice, Elektrownia Ostrołęka* oraz *Vattenfall Polska*.

Obecnie uczestnikami platformy są:

- *PGE Polska Grupa Energetyczna S.A.,*
- *Południowy Koncern Energetyczny S.A. Grupa TAURON*
- *EDF Polska Sp. z o.o.,*
- *Dalkia Polska S.A.,*
- *GDF SUEZ Energia Polska S.A.,*
- *Vattenfall Poland Sp. z o.o.,*
- *Fortum Power and Heat Polska Sp. z o.o.*

Działalność Platformy CTW skupia się na realizacji następujących tematów:

- realizowanie uzgodnionych projektów badawczo-rozwojowych,
- zabieganie o środki finansowe dla promocji oraz wykorzystywania czystych technologii węglowych,
- promowanie i upowszechnianie wiedzy na temat czystych technologii węglowych,
- współpraca z innymi podmiotami lub organizacjami realizującymi podobne cele,
- wspólne występowanie wobec organów publicznych w Polsce oraz w Unii Europejskiej w zakresie niezbędnym do realizacji celów niniejszej Umowy,
- przygotowywanie opinii i ekspertyz dotyczących rozwoju i wdrażania czystych technologii węglowych.

W ramach działalności Platformy powołano 4 Grupy Robocze i wybrano ich przewodniczących, tj.:

- GR I – Grupa Robocza ds. technicznych – Janusz Tchórz (*PKE S.A.*) i Louis Jestin – zastąpiony w lutym 2009 przez Manfreda Ersinga (*EdF*)
- GR II – Grupa Robocza ds. współpracy z podmiotami zewnętrznymi – Roman Ruszczyński (*PGE S.A.*)
- GR III – Grupa Robocza ds. medialnych – Izabela Van den Bossche (*Fortum*)
- GR IV – Grupa Robocza ds. legislacyjnych – Ewa Gąsiorowska (*Vattenfall*).

Do współpracy z Platformą zaproszeni zostali również przedstawiciele Ministerstwa Gospodarki oraz Ministerstwa Środowiska, którzy uczestniczą w posiedzeniach Rady PPCTW oraz spotkaniach Grupy Roboczej ds. legislacyjnych, jak również Grupy ds. technicznych.

Przedstawiciele Platformy biorą udział w seminariach i konferencjach poświęconych zagadnieniom związanym z energetyką i ochroną środowiska.

GRUPA TAURON
POŁUDNIOWY KONCERN ENERGETYCZNY

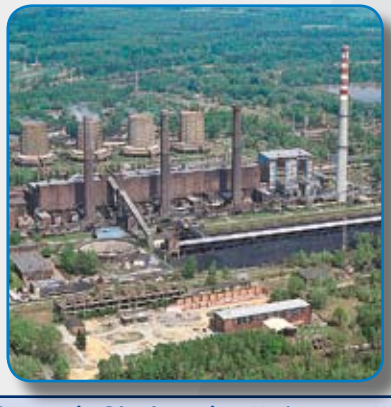
# Elektrownie i elektrociepłownie wchodzące w skład PKE S.A.

10 lat Południowego Koncernu Energetycznego SA
GRUPA TAURON PKE 10 lat 2000-2010

***Elektrownia Jaworzno III*** - Jaworzno

***Elektrownia Halemba*** - Ruda Śląska

***Elektrownia Łaziska*** - Łaziska Górne

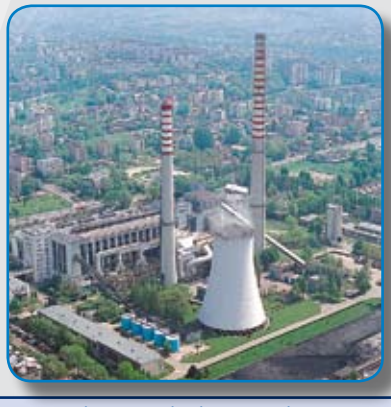


***Elektrownia Blachownia*** - Kędzierzyn Koźle

***Elektrownia Łagisza*** - Będzin

***Elektrociepłownia Katowice*** - Katowice

***Elektrownia Siersza*** - Trzebinia



***Zespół Elektrociepłowni Bielsko-Biała*** - Bielsko-Biała

# Nagrody i wyróżnienia dla Południowego Koncernu Energetycznego S.A.

Złota Odznaka Honorowa za zasługi dla Województwa Śląskiego 2004

Platynowy Laur Umiejętności i Kompetencji 2004

Filar Polskiej Gospodarki 2004

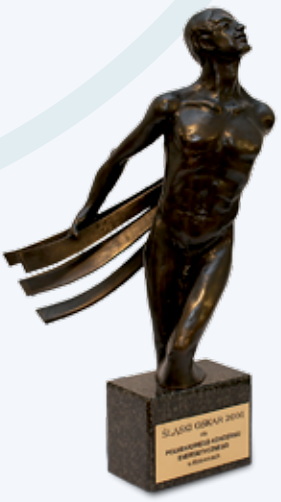
Diament do Statuetki Cezara Śląskiego Biznasu 2004

Wektor 2003

Honorowy tytuł "Tego, który zmienia Polski Przemysł" 2002

Mecenas Kultury PRK 2002

Cezar Śląskiego Biznasu 2002



Śląski Oskar 2001

X lat Południowego Koncernu Energetycznego SA
GRUPA TAURON
PKE
10 lat
2000-2010