

Biuletyn

nr 2/2011

Zespół redakcyjny: mgr inż. Jerzy Dobosiewicz,
dr inż. Jerzy Trzeszczyński



TÜVRheinland®
CERT
ISO 9001
ISO 14001



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

pronovum®
RESEARCH & TECHNOLOGICAL SERVICES
Centrum Badawczo - Rozwojowe **25 lat**

Szanowni Państwo

Podczas tegorocznego XIII Sympozjum DIAGNOSTYKA I REMONTY URZĄDZEŃ CIEPLNO-MECHANICZNYCH ELEKTROWNI wygłoszono wiele ciekawych referatów, z których część zasługuje na to, aby dać szansę zapoznania się i z ich treścią także tym, którzy nie mogli wziąć w nim udziału.

Opublikowane w niniejszym Biuletynie referaty przedstawiają zarówno w najciekawszy – naszym zdaniem – sposób wiodącą tematykę tegorocznego Sympozjum, tj. usytuowanie diagnostyki w centrach zarządzania grup energetycznych, jak i przedłużanie czasu pracy urządzeń energetycznych oraz podnoszenie efektywności produkcji.

Życzymy przyjemnej lektury oraz zapraszamy do zapoznania się z szerszą relacją z XIII Sympozjum na stronach niniejszego wydania „Energetyki”.

Jerzy Dobosiewicz & Jerzy Trzeszczyński

Jacek Chudy, Piotr Oberc, Eugeniusz Moskal
EDF Polska CUW Sp. z o.o.

Zarządzanie majątkiem produkcyjnym grupy elektrowni i elektrociepłowni poprzez centralizowanie działalności inżynierskiej

Production assets management of power plants and CHP plants by centralizing engineering activities

Na przestrzeni ostatnich kilku lat obserwujemy proces konsolidacji podmiotów gospodarczych działających w energetyce w Polsce. Dotychczas niezależne spółki akcyjne należące do Skarbu Państwa weszły w skład powstałych holdingów bądź koncernów energetycznych, powstały: *Polska Grupa Energetyczna (PGE), TAURON, ENERGA, ENEA*. Także niektórzy inwestorzy zagraniczni podjęli decyzje o przeprowadzeniu działań centralizacyjnych. Wzrost konkurencji na polskim rynku energii elektrycznej wywarł także niewątpliwie wpływ na przyspieszenie tych działań.

Zmiana modeli organizacyjnych stawia nowe pytanie przed służbami technicznymi grup energetycznych: „W jaki sposób zarządzać w skali grupy majątkiem elektrowni czy elektrociepłowni, w tym przede wszystkim majątkiem produkcyjnym?”

W niniejszym referacie autorzy przedstawiają założenia, organizację, zadania i odpowiedzialność oraz doświadczenia

po roku działalności po przeprowadzeniu centralizacji służb inżynierskich w *Grupie EDF Polska*.

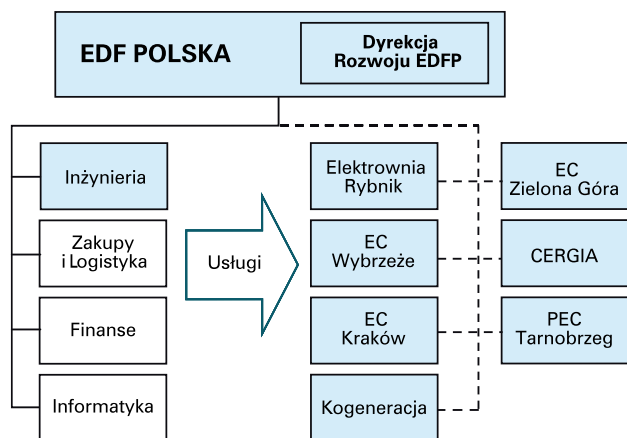
Grupa EDF Polska

W skład *Grupy EDF Polska* wchodzi siedem spółek energetycznych obejmujących dziesięć zakładów wytwórczych lub dystrybucyjnych: *Elektrownia Rybnik S.A., Elektrociepłownia Wybrzeże S.A. (EC Gdańsk, EC Gdynia), KOGENERACJA S.A. (EC Wrocław, EC Czechnica, EC Zawidawie), Elektrociepłownia Kraków S.A., Elektrociepłownia Zielona Góra S.A., CERGIA S.A., PEC Tarnobrzeg S.A.* Łączna moc zainstalowana elektryczna przekracza 3 tys. MW, moc cieplna 4 tys. MW. W grupie zainstalowano całe spektrum urządzeń wytwórczych poczynając od bloków kondensacyjnych 225 MW w *Elektrowni Rybnik* opartych na kotłach OP650 i zmodernizowanych turbinach serii 13K215 MW po układy

kolektorowe oparte na kotłach rusztowych typoszeregu OR czy ciepłowniczych kotłach wodnych. Łącznie w grupie zainstalowanych jest 21 bloków energetycznych, 61 kotłów, 27 turbozespołów. Liczby te, obrazują z jaką skalą, z jaką rozpiętością urządzeń musiały zmierzyć się powstające centralne służby inżynieryjne.

Odpowiadając na zmiany zachodzące w obszarze energetyki *Grupa EDF Polska* w 2009 roku zdecydowała o rozpoczęciu prac nad centralizacją pewnych obszarów działalności i stworzeniem Centrum Usług Wspólnych, które miałyby świadczyć usługi na rzecz spółek energetycznych Grupy oraz stanowić podstawę do dalszego rozwoju w Polsce. Podjęto decyzje o centralizacji obszarów: finansowego, informatyki, logistyki – zakupów oraz inżynierii. Powołano zespół projektowy z podprojektami w każdym z wyżej wymienionych obszarów.

Po około półrocznej pracy w dniu 1 lipca 2010 roku rozpoczęło w *EDF Polska Sp. z o.o.* funkcjonowanie Centrum Usług Wspólnych, w skład którego weszły: Dyrekcja Inżynierii, Dyrekcja Zakupów i Logistyki, Dyrekcja Finansów i Dyrekcja Informatyki.



Rys. 1. Organizacja w Grupie EDF Polska

Główne obszary odpowiedzialności

Inżynieria świadczy usługi na rzecz podmiotów w Grupie na podstawie podpisanych umów handlowych o świadczeniu usług inżynieryjnych. Umowy te w sposób precyzyjny określają zakres działania Inżynierii, jej kompetencje i odpowiedzialność oraz wskaźniki oceny świadczenia usług.

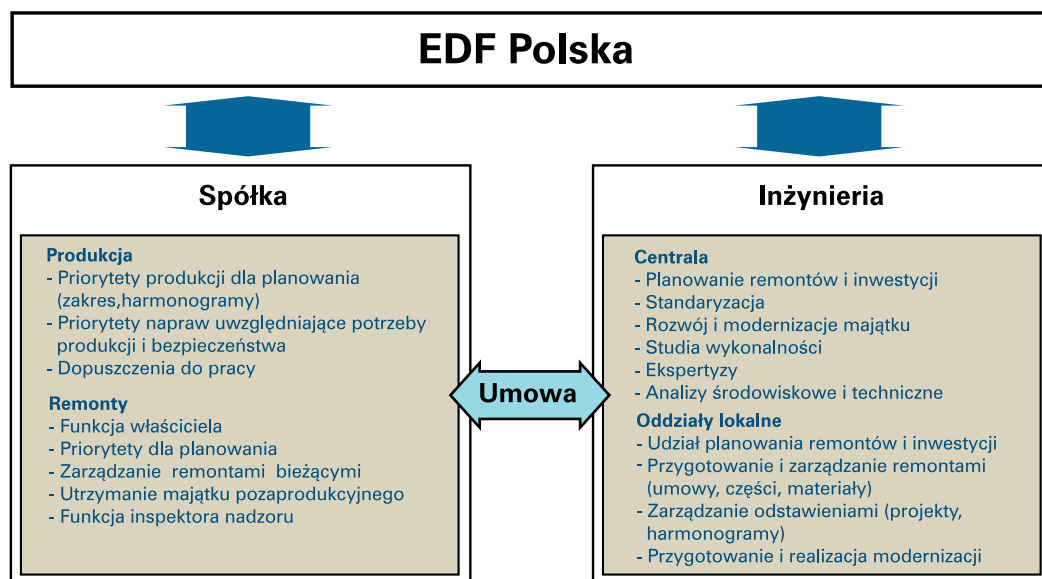
Właścicielem majątku pozostały spółki wytwórcze (funkcje tą sprawują Dyrekcje techniczne spółek).

Działalność Inżynierii skupia się na rozwoju i utrzymaniu majątku produkcyjnego począwszy od oceny jego stanu, prognozy jego funkcjonowania w perspektywie krótko-, średnio- i długoterminowej, poprzez planowanie – tworzenie planów remontów, inwestycji oraz harmonogramów odstawiń, po realizację zadań planowych: remontów kapitalnych, średnich, zadań inwestycyjnych. Inżynieria odpowiedzialna jest za przeprowadzenie prac przy zachowaniu jakości wykonania, terminowości oraz zgodnie z zaplanowanym budżetem.

Główne zadania inżynierii:

- optymalizacja majątku produkcyjnego Grupy,
- określenie strategii utrzymania istniejącego majątku,
- realizacja zadań związanych z rozwojem majątku (np. nowe źródła, instalacje ochrony środowiska),
- planowanie i realizacja zadań remontowych gwarantujących jego niezawodność i efektywność,
- planowanie i realizacja zadań inwestycyjnych w celu poprawy efektywności,
- przygotowanie planów i harmonogramów odstawiń jednostek produkcyjnych,
- optymalizacja budżetów inwestycyjnych i remontowych,
- wsparcie dla służb technicznych spółek w zakresie produkcji i bieżącego utrzymania.

Służby techniczne spółek odpowiadają za bieżącą eksploatację – prowadzenie procesu produkcyjnego, bezpieczeństwo oraz przeprowadzenie bieżących napraw. Usuwanie usterek pozostawiono w kompetencji służb technicznych spółek – nadzoru. Funkcje bezpośredniego nadzoru nad pracami pozostawiono w strukturze spółek.



Rys. 2. Podział odpowiedzialności pomiędzy Spółkę i Inżynierię

Obszar działania, struktura, metody pracy inżynierii

W celu realizacji przedstawionych powyżej zadań stworzona została Inżynieria w układzie jednostki centralnej (Centrala) oraz powołano Oddziały Inżynierii działające przy elektrowniach i elektrociepłowniach Grupy.

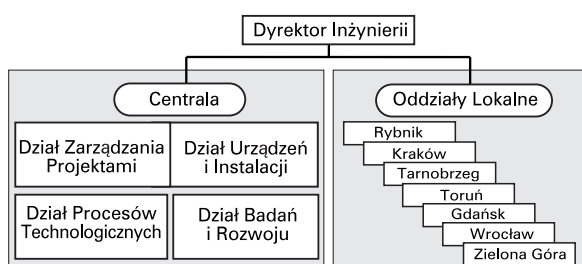
Rolą Centrali jest współdziałanie w przygotowaniu i realizacja dużych zadań rozwojowych (nowe źródła, duże zadania z zakresu ochrony środowiska, nowe instalacje, ...) standaryzacja urządzeń i instalacji oraz metod działania, koordynacja działań w obszarze organizacji i techniki, wsparcie i rozwiązywanie istotnych problemów w obszarze remontów czy eksploatacji.

Oddziały skupiają się na utrzymaniu istniejącego majątku: realizacja odstawień planowych (remonty kapitalne, średnie), przygotowanie bieżącego utrzymania oraz prowadzenie zadań modernizacyjnych.

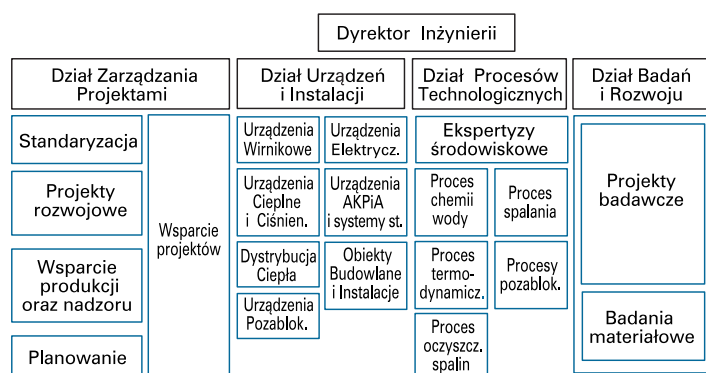
W skład Centrali inżynierii wchodzi cztery działy: Dział Zarządzania Projektami, Dział Urządzeń i Instalacji, Dział

Procesów Technologicznych, Dział Badań i Rozwoju. Podane schematy obrazują strukturę oraz odpowiedzialności poszczególnych komórek organizacyjnych.

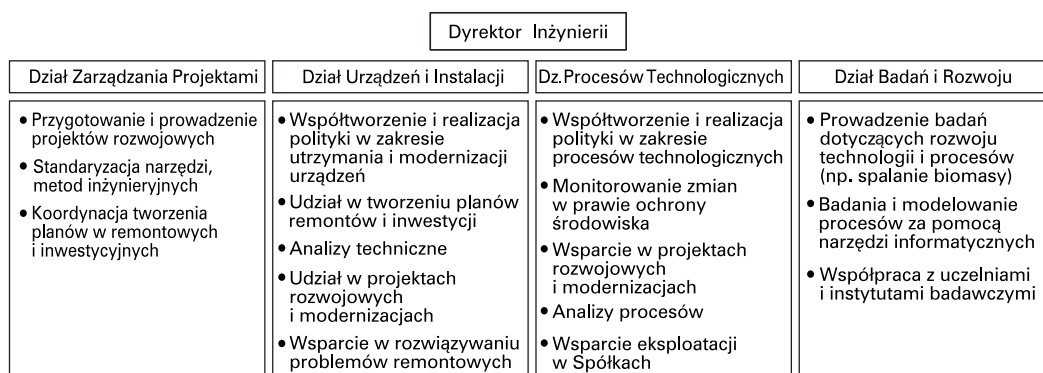
Jako podstawową metodę pracy wprowadzono system projektowy. Wszystkie zadania prowadzone przez Inżynierię (Centrala, Oddziały) realizowane są w strukturach projektu z powołanym Kierownikiem projektu oraz zespołem projektowym. W jego skład wchodzi przedstawiciele Centrali i Oddziału Inżynierii oraz nadzór ze spółek. Na kierownikach projektu spoczywa odpowiedzialność za realizację prac, ich jakość, dotrzymanie budżetu, terminu. Z postępu prac raportuje on do Dyrektora technicznego spółki i Inżynierii. Planowe odstawienia bloków realizowane są także w układzie projektowym. W trakcie przygotowania do realizacji dużych inwestycji rozwojowych, np. budowa nowych instalacji wytwórczych, Inżynieria współpracuje z Dyrekcją Rozwoju *EDF Polska*, która to prowadzi analizy biznesowe. Rolą Inżynierii w tym procesie są analizy techniczne oraz przygotowanie do realizacji zadań. Realizacja odbywać się będzie pod kierunkiem Inżynierii.



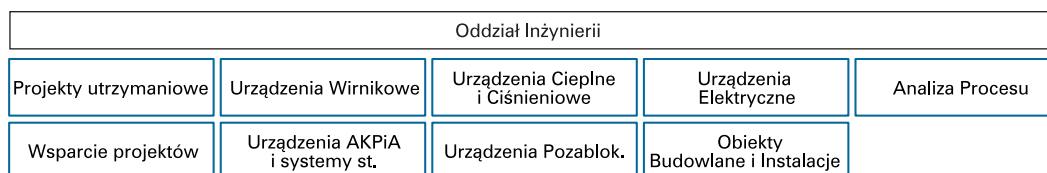
Rys. 3. Schemat organizacyjny Inżynierii



Rys. 4. Schemat organizacyjny Centrali Inżynierii



Rys. 5. Główne zadania realizowane przez poszczególne Działy w Centrali Inżynierii



Rys. 6. Przykładowy schemat organizacyjny Oddziału Inżynierii

Doświadczenia po pierwszym roku działalności

Powstanie jednej jednostki inżynierskiej dla całego majątku produkcyjnego Grupy pozwoliło na inne, niż miało dotychczas miejsce, podejście do analizy i prognozowania stanu majątku. Umożliwiło stosowanie jednolitego podejścia dla wszystkich urządzeń i instalacji w skali Grupy. Wiosną tego roku w Inżynierii rozpoczęto prace nad Projektem LIFETIME, który w konsekwencji ma doprowadzić do prognozy utrzymania instalacji oraz określenia koniecznych do wykonania zadań w sferze remontów i inwestycji dla utrzymania dyspozycyjności jednostek produkcyjnych w perspektywie długookresowej, tj. do roku 2035 lub 350/300 tys. h pracy. Projekt ten jest działaniem wieloletnim opartym na obecnej wiedzy na temat stanu technicznego urządzeń, obecnych uwarunkowaniach prawnych, w tym uwarunkowań środowiskowych. Istotną częścią tego projektu jest ocena stanu, diagnoza i prognoza stanu urządzeń, w tym elementów krytycznych. Projekt obejmuje wszystkie zakłady produkcyjne grupy z całym spektrum urządzeń: turbosespoły, kotły, ale także urządzenia pomocnicze i pozabłokowe. Projekt ten staje się bazą do nowego podejścia do planowania. Powstanie Inżynierii oraz prowadzenie Projektu LIFETIME umożliwiło po raz pierwszy na tworzenie spójnych dla wszystkich zakładów w Grupie planów inwestycyjnych i remontowych opartych na wspólnej polityce remontowej oraz bazie jednolitych kryteriów.

Powołano do życia inwestycyjne projekty wspólne dla kilku elektrowni i elektrociepłowni gwarantując w ten sposób spójność przeprowadzanych na etapie przygotowawczym analiz, kryteriów i w konsekwencji docelowych rozwiązań technicznych.

Przykładami takich działań są projekty z obszaru oczyszczania spalin. Współpraca pomiędzy Dyрекcją Rozwoju i Centralną Inżynierią skutkuje jednolitym podejściem w trakcie prowadzenia analiz biznesowych dla zadań rozwojowych.

W obszarze utrzymania – modernizacji i remontów Inżynieria jest platformą wymiany doświadczeń na temat nowo stosowanych technologii, standaryzacji metod działania, gromadzenia wiedzy technicznej w wyniku analiz stanu majątku (np. diagnostyki) czy awarii i usterek. Pozwala to na analizę zjawisk nie tylko w skali jednej elektrowni, ale znacznie szerszą. Przykładem takich działań może być określenie wpływu współspalania biomasy na dyspozycyjność urządzeń.

Powołano Zespoły Branżowe skupiające specjalistów z Centrali i Oddziałów odpowiedzialnych za daną branżę (np. Zespół ds. urządzeń wirnikowych). W trakcie cyklicznych spotkań są one platformą określania wspólnych projektów, standaryzacji oraz analiz zdarzeń (awarie, usterki).

Pierwsze przeprowadzone przetargi dla kilku podmiotów Grupy pokazują ich efektywność.

Mówiąc o doświadczeniach po roku działalności trzeba podkreślić także bardzo szybki wzrost kompetencji pracowników Inżynierii zarówno w Centrali jak i w Oddziałach. Wydaje się, że jest to skutek szybkiego, naturalnego przepływu informacji technicznej związanej z nowymi doświadcze-

niami, ale także z analizą zdarzeń awaryjnych i innych incydentów technicznych.

W pierwszym roku działalności pojawiły się także problemy w działaniu nowych struktur. Pierwszy z nich to wynik równoczesnej głębokiej restrukturyzacji innych obszarów: Zakupów i Logistyki, Finansów czy Informatyki. Wszystkie te obszary w jednym czasie zmieniły zasady funkcjonowania, czego skutkiem były nowe procedury postępowania. Utrudniało to w znaczny sposób funkcjonowanie w tych podstawowych, zazwyczaj stabilnych, obszarach. Równocześnie z tymi zmianami zaczęto wprowadzać nowy system informatyczny oparty na oprogramowaniu SAP. Spowodowało to także dodatkowe utrudnienia organizacyjne. Efektem tego, w pierwszym etapie, było poświęcanie dużo czasu i energii na aspekty organizacyjne. Po roku możemy powiedzieć, że praktycznie problemy te przestały być istotne.

Kolejnym problemem pierwszego roku działalności było wypracowanie spójnego standardowego podejścia do oceny stanu i metod utrzymania urządzeń wytwórczych, tj: programów remontowych czy diagnostycznych dla grup urządzeń. W tym obszarze zauważamy konsekwencje wieloletniej samodzielnie prowadzonej polityki przez służby techniczne spółek. Obecnie obszar ten jest poddawany analizie, identyfikowane są w nim najlepsze doświadczenia, na bazie których planowane jest wprowadzenie docelowych rozwiązań dla Grupy. Proces ten wymaga niekiedy zmiany wieloletnich przyzwyczajień specjalistów technicznych czy inspektorów nadzoru.

Powołanie jednej jednostki inżynierskiej doprowadziło do określenia jednoznacznej odpowiedzialności w grupie elektrowni i elektrociepłowni za majątek produkcyjny, począwszy od określenia jego stanu (diagnoza), określenia jego żywotności technicznej czy ekonomicznej (prognoza) poprzez zbudowane na tym fundamencie planowanie, po realizację nowych inwestycji czy remontów mających na celu jego utrzymanie.

Inżynieria gwarantuje jednolite podejście do powyżej wskazanych obszarów niezależnie od lokalizacji urządzeń i instalacji oraz pozwala na realizację zadań na bazie najlepszej wiedzy i doświadczeń grupy.

Proces restrukturyzacji obszaru zarządzania majątkiem na przykładzie VHP S.A.

Process of reorganization the area of the assets management on the example of VHP S.A.

Vattenfall Heat Poland S.A. jest Spółką, w skład której wchodzi następujące źródła zlokalizowane na terenie miasta stołecznego Warszawy i w najbliższej okolicy:

- *Elektrociepłownia Siekierki* o mocy elektrycznej zainstalowanej 620 MW oraz cieplnej 2078 MW;
 - *Elektrociepłownia Żerań* o mocy elektrycznej zainstalowanej 386 MW oraz cieplnej 1580 MW;
 - *Elektrociepłownia Pruszków* o mocy elektrycznej zainstalowanej 9,1 MW oraz cieplnej 186 MW;
 - *Ciepłownia Kawęczyn* o mocy cieplnej zainstalowanej 465 MW;
 - *Ciepłownia Wola* o mocy cieplnej zainstalowanej 465 MW.
- Mając na uwadze powyższe należy uznać, że opisane w referacie zagadnienia są zbieżne z jednym z celów konferencji, którym jest omówienie zagadnień organizacyjnych w zarządzaniu majątkiem produkcyjnym grupy elektrowni.

Struktura organizacyjna Spółki

Struktura organizacyjna Spółki przed prywatyzacją

Przed prywatyzacją, która nastąpiła w 2000 roku, w skład Spółki noszącej wówczas nazwę *Elektrociepłownie Warszawskie S.A. (EW S.A.)* wchodziły następujące jednostki organizacyjne (j.o.):

- Zakład Zespół Elektrociepłowni Żerań składający się z Elektrociepłowni Żerań, Elektrociepłowni Powiśle, Elektrociepłowni Pruszków i Ciepłowni Wola,
- Zakład Elektrociepłownia Siekierki,
- Zakład Elektrociepłownia Pruszków II w budowie,
- Zakład Elektrociepłownia Kawęczyn.

Aktualna struktura organizacyjna Spółki

W aktualnej strukturze organizacyjnej *Vattenfall Heat Poland S.A.* występują dwa zakłady;

- Zakład Elektrociepłownia Siekierki i Ciepłownia Kawęczyn;
- Zakład Elektrociepłownia Żerań i Źródła Lokalne (Ciepłownia Wola i Elektrociepłownia Pruszków).

Zarządzanie majątkiem Spółki przed prywatyzacją

Remonty i utrzymanie ruchu

W każdej z wymienionych jednostek organizacyjnych (z wyłączeniem Zakładu Elektrociepłownia Pruszków II w budowie) występowały komórki organizacyjne zajmujące

się remontami. W przypadku Zespołu Elektrociepłowni Żerań i Elektrociepłowni Siekierki były to komórki w randze Pionu Remontów, natomiast w pozostałych Zakładach w randze Wydziału. Komórki te skupiały specjalistów zajmujących się organizacją, przygotowaniem oraz nadzorowaniem wykonania wszystkich remontów realizowanych systemem zleconym (przez firmy zewnętrzne). Jednocześnie w strukturach, praktycznie wszystkich wydziałów w każdym Zakładzie, znajdowały się wydziały remontowe zajmujące się utrzymaniem ruchu, tzn. wykonywaniem prac konserwacyjnych, usuwaniem usterek oraz wykonywaniem remontów bieżących. W skład tych wydziałów wchodziły brygady monterów i spawaczy wyposażone w warsztaty i narzędzia do wykonywania ww. prac

Inwestycje

Zadania inwestycyjne były planowane, przygotowywane i realizowane w ramach Pionów Inwestycji w poszczególnych jednostkach organizacyjnych, którymi kierowali dyrektorzy ds. inwestycji. Natomiast w strukturach Zarządu *EW S.A.* dyrektor ds. inwestycji kierował komórką organizacyjną, która kompletowała, oceniała i przygotowywała do zatwierdzenia Radzie Nadzorczej plany inwestycyjne przygotowane przez jednostki organizacyjne. Komórka ta śledziła wykonanie inwestycji, realizację planowanych nakładów oraz przygotowywała dla Zarządu *EW S.A.* dokumenty związane z realizacją inwestycji.

Zarządzanie majątkiem Spółki po prywatyzacji

W rok po prywatyzacji wdrożono nową strukturę organizacyjną Spółki opartą na koncepcji oddzielenia poziomu strategicznego od poziomu podstawowego i pomocniczego. Planowanie, przygotowanie i realizację inwestycji zlokalizowano na poziomie strategicznym, planowanie i przygotowanie remontów na poziomie podstawowym, a realizację remontów i utrzymania ruchu na poziomie pomocniczym.

Remonty i utrzymanie ruchu

W ramach procesu restrukturyzacji Spółki po prywatyzacji, pracownicy Spółki zatrudnieni przy wykonywaniu prac związanych z utrzymaniem ruchu w strukturach wydziałów produkcyjnych we wszystkich Zakładach oraz część specjalistów zajmujących się planowaniem, przygotowaniem oraz realizacją remontów zatrudnionych w dotychczasowych

Pionach i Wydziałach Remontów została przeniesiona do centralnego Pionu Remontów. Pion ten pełniąc funkcję usługową wobec Zakładów Produkcyjnych, zajmował się realizacją działań związanych z utrzymaniem ruchu (konserwacje, usuwanie usterek, remonty bieżące) oraz realizacją niektórych remontów planowych. Wprowadzone zostały także elementy rynku wewnętrznego pomiędzy Pionem Remontów i Zakładami Produkcyjnymi. Pion Remontów przygotowywał dla Zakładów Produkcyjnych oferty na wykonanie usług, które po negocjacjach zlecały wykonanie prac, które były wirtualnie rozliczane finansowo. W strukturach zakładów produkcyjnych *Vattenfall Heat Poland S.A.* pozostali grupy specjalistów do przygotowania, nadzoru nad realizacją oraz rozliczenia finansowego remontów planowych i utrzymania ruchu.

W początkowym okresie restrukturyzacji *EW S.A.* planowanie i realizacja zadań remontowych i serwisowych odbywała się wyłącznie na poziomie lokalnym (w Zakładach) w ramach przydzielonego budżetu. Nie istniała, na poziomie centralnym, komórka organizacyjna, której zadaniem byłaby optymalizacja planu i budżetu remontowego w ramach całej Spółki. Każdy Zakład Produkcyjny opracowywał własne plany i kryteria określania potrzeb remontowych.

W celu optymalizacji kosztów remontowych na poziomie Spółki utworzono w Departamencie Strategii Wydział Planowania Remontów i Analiz Technicznych, którego główne zadania były następujące:

- analiza stanu technicznego podstawowych urządzeń produkcyjnych;
- opiniowanie zakresów planów remontowych przygotowywanych przez Zakłady Produkcyjne pod kątem optymalnego wykorzystania środków finansowych i zastosowanych rozwiązań technicznych w ramach Spółki;
- ustanawianie standardów technicznych i jakościowych dla zadań remontowych i modernizacyjnych;
- tworzenie rocznych i wieloletnich rzeczowo-finansowych planów remontowych w Spółce w uzgodnieniu z Dyspozytornią i Zakładami Produkcyjnymi;
- koordynacja planów remontów z planami modernizacyjnymi i inwestycyjnymi;
- monitorowanie realizacji planów remontowych pod względem rzeczowo-finansowym – optymalizacja kosztów remontów;
- wnioskowanie i koordynacja badań technicznych i diagnostyki urządzeń produkcyjnych w Spółce;
- przygotowywanie dokumentacji technicznej do przetargów i uzgodnienia z oferentami;
- współpraca z innymi jednostkami w zakresie badań i rozwoju.

Po około półrocznej działalności w strukturach *Vattenfall*, na bazie Pionu Remontów przekształconego w Zakład Remontów, została utworzona spółka ze 100% udziałem *Vattenfall*, z którą podpisano 6-letnią umowę na świadczenie usług utrzymania ruchu oraz na wykonywanie, w okresie trzech lat, wytypowanych remontów planowych po z góry określonych cenach. Wolumen remontów planowych w każdym roku uległ zmniejszeniu.

W kolejnym etapie outsourcingu *Vattenfall* odsprzedał udziały w spółce zależnej podmiotowi zewnętrznemu przejmując zobowiązania wynikające z 6-letniej umowy serwisowej.

Inwestycje

Planowanie, przygotowanie oraz nadzór nad realizacją zadań inwestycyjnych wykonywane były na poziomie centralnym w Wydziale Realizacji Inwestycji w Departamencie Strategii. Do podstawowych zadań Wydziału Realizacji Inwestycji należały:

- kompletna obsługa administracyjna procesu inwestycyjnego;
- dokumentacja, oceny wpływu na środowisko itp.
- pozwolenia na budowę i eksploatację, wszelkie uzgodnienia z urzędami;
- wnioski kredytowe na dofinansowanie zadań;
- baza danych (koszty jednostkowe, wskaźniki);
- opiniowanie i uzgadnianie optymalnych rozwiązań technicznych zgłaszanych zadań modernizacyjnych i inwestycyjnych;
- obliczanie nakładów na zadania inwestycyjne oraz przyszłych kosztów eksploatacji (dla potrzeb analiz opłacalności);
- przygotowanie materiałów przetargowych i kontraktowych (część techniczna i organizacyjna);
- pełny nadzór techniczny nad realizacją zadań inwestycyjnych od wejścia na obiekt do podpisania protokołu odbioru końcowego i wykonania pomiarów gwarancyjnych;
- udział w naprawach gwarancyjnych.

Utworzenie Departamentu Zarządzania Majątkiem

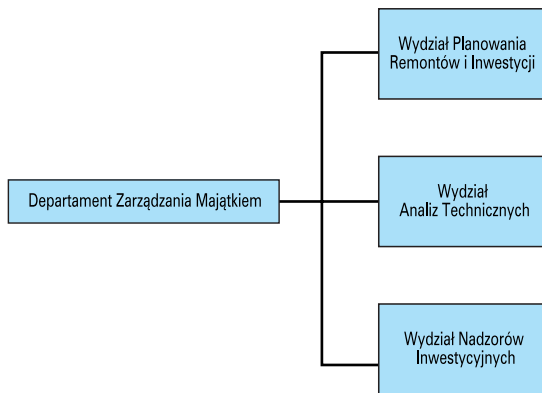
Departament Zarządzania Majątkiem w *Vattenfall Heat Poland S.A.* został utworzony w grudniu 2002 roku. Zatrudniono w nim, między innymi, część specjalistów z Wydziału Realizacji Inwestycji w Departamencie Strategii oraz z Wydziału Planowania Remontów i Analiz Technicznych w Departamencie Strategii. Departament Zarządzania Majątkiem powstał jako centralna komórka organizacyjna Spółki podlegająca Dyrektorowi Pionu Produkcji – członkowi Zarządu i przejął całkowitą odpowiedzialność za realizację planu inwestycyjnego oraz za całość budżetu remontowego Spółki. W strukturach Zakładów Produkcyjnych pozostali natomiast wszystkie funkcje związane z realizacją remontów i utrzymania ruchu.

Niedoskonałością takiej sytuacji był fakt, że realizacja budżetu remontowego odbywała się w Zakładach Produkcyjnych, natomiast odpowiedzialność za cały budżet remontowy Spółki znajdowała się w Departamencie Zarządzania Majątkiem.

Struktura i opis komórek organizacyjnych Departamentu Zarządzania Majątkiem na poszczególnych etapach doskonalenia organizacji

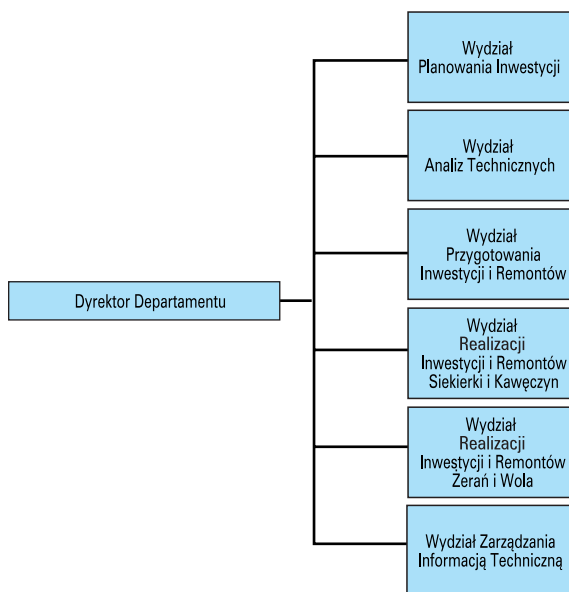
Struktura organizacyjna Departamentu Zarządzania Majątkiem po jego utworzeniu

Funkcje nowo utworzonego Departamentu Zarządzania Majątkiem w znacznym stopniu pokrywały się z funkcjami Wydziałów Planowania Remontów i Analiz Technicznych oraz Realizacji Inwestycji w Departamencie Strategii.



Całość zadań związanych z przygotowaniem i realizacją remontów planowych utrzymania ruchu (konserwacje, serwisy, usuwanie usterek) pozostała w Zakładach Produkcyjnych w utworzonych w tym celu Wydziałach Zarządzania Majątkiem podlegających dyrektorowi zakładu.

Struktura organizacyjna Departamentu Zarządzania Majątkiem po I etapie zmian

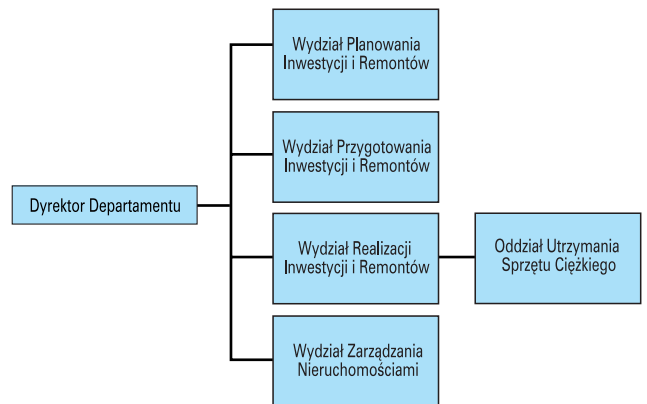


Zmiany organizacyjne w Departamencie w I etapie spowodowane były dalszą centralizacją funkcji zarządzania majątkiem. Przygotowanie i nadzór nad realizacją remontów planowych, który znajdował się w Zakładach Produkcyjnych, przejęły odpowiednio Wydziały Przygotowania Inwestycji i Remontów oraz Realizacji Inwestycji i Remontów w Departamencie Zarządzania Majątkiem. Wydziały Realizacji Inwestycji i Remontów funkcjonowały w strukturze Departamentu, lecz aby zapewnić „bliskość” specjalistów od remontowanych urządzeń, ich siedziby znajdowały się na terenie Zakładów Produkcyjnych. Funkcje utrzymania ruchu (konserwacje, serwisy i usuwanie usterek) pozostały w strukturach Zakładów Produkcyjnych i były realizowane przez utworzone Wydziały Utrzymania Ruchu.

Ponadto w Departamencie Zarządzania Majątkiem powstał Wydział Zarządzania Informacją Techniczną, do którego zadań należało:

- weryfikowanie listy strategicznych części zamiennych;
- opracowanie standardowych dokumentów z zakresu remontów i inwestycji;
- opracowanie standardów dla wprowadzania danych do IFS;
- aktualizacja bieżąca bazy danych IFS;
- wprowadzanie danych do bazy IFS (prowadzenie bazy danych urządzeń i historii remontów);
- współpraca z UDT;
- prowadzenie dokumentacji dozorowej;
- prowadzenie i nadzór nad aktualizacją map geodezyjnych terenów i obiektów Spółki;
- prowadzenie archiwów technicznych w zakładach;
- prowadzenie ksiąg obiektów budowlanych;
- prowadzenie ksiąg inwentarzowych.

Struktura organizacyjna Departamentu Zarządzania Majątkiem po II etapie zmian



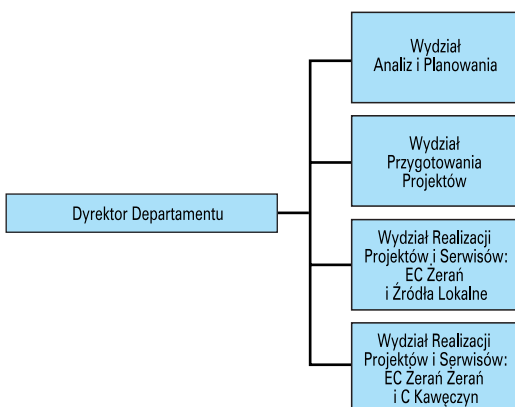
Zmiany organizacyjne w II etapie polegały na połączeniu Wydziałów Realizacji Inwestycji i Remontów *Siekierki - Kawęczyn* i *Żerań - Wola* w jeden wydział oraz na utworzeniu nowego Wydziału Zarządzania Nieruchomościami. Połączenie wydziałów realizacji nie wiązało się z przesunięciem specjalistów do „Centrali”. Pozostali oni w Zakładach produkcyjnych „blisko” urządzeń. Utworzenie nowego Wydziału Zarządzania Nieruchomościami wynikało z faktu, że Departament Zarządzania Majątkiem, który dotychczas zajmował się tylko majątkiem produkcyjnym, przejął odpowiedzialność za cały majątek Spółki łącznie z nieruchomościami. Ponadto w Wydziale Realizacji Inwestycji i Remontów utworzony został Oddział Utrzymania Sprzętu Ciężkiego.

Struktura organizacyjna Departamentu Zarządzania Majątkiem po III etapie zmian

Zmiany w III etapie polegały na:

- rozwiązaniu Wydziału Zarządzania Nieruchomościami, którego funkcje podzielono pomiędzy Pełnomocnika Zarządu ds. Nieruchomości oraz Departament Administracji Spółki;

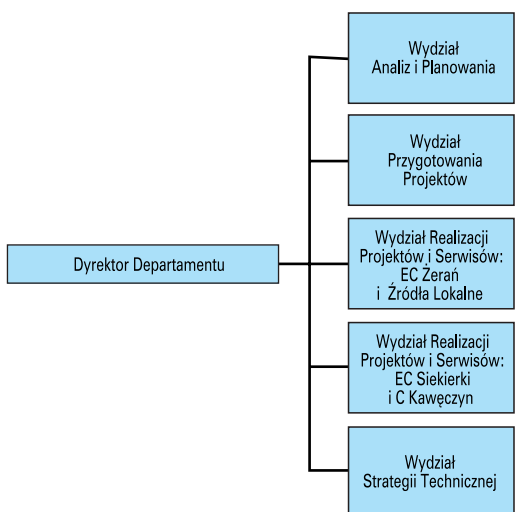
- rozwiązaniu Oddziału Utrzymania Sprzętu Ciężkiego z powodu outsourcingu tej funkcji;
- utworzeniu, w miejsce Wydziału Realizacji Inwestycji i Remontów, dwóch Wydziałów Realizacji Projektów i Serwisów w Zakładach Spółki.



Powstanie Wydziałów Realizacji Inwestycji i Remontów w Zakładach Spółki wynikało z kolejnego etapu centralizacji obszaru zarządzania majątkiem. Funkcjonujące w strukturach Zakładów Produkcyjnych Wydziały Utrzymania Ruchu zostały włączone w strukturę Departamentu Zarządzania Majątkiem. Zmiana ta spowodowała, że wszystkie funkcje związane z zarządzaniem majątkiem Spółki znalazły się w Departamencie Zarządzania Majątkiem. W strukturach Zakładów Produkcyjnych pozostały jedynie funkcje związane bezpośrednio z wytwarzaniem oraz wsparcie wytwarzania.

Struktura organizacyjna Departamentu Zarządzania Majątkiem po IV etapie zmian

Zmiany w IV etapie polegały na utworzeniu nowego Wydziału Strategii Technicznej, którego funkcje zostały opisane w dalszej części referatu.



Opis funkcji komórek organizacyjnych Departamentu Zarządzania Majątkiem w obecnym kształcie

Funkcje Wydziału Analiz i Planowania

- Prognozowanie potrzeb i planowanie długo- i krótkoterminowych działań na elementach majątku mających na celu utrzymanie jego wymaganej dyspozycyjności.
- Tworzenie wieloletnich i rocznych planów inwestycyjnych i remontowych oraz w ramach tych planów programów inwestycyjnych, a także planów amortyzacji.
- Przygotowywanie planów deinvestycyjnych i likwidacji majątku oraz koordynacja działań w tym zakresie w obszarze całej Spółki.
- Prowadzenie analiz efektywności ekonomicznej działań na majątku – inwestycji i remontów, ex-ante i ex-post. Zapewnienie odpowiednich narzędzi do analiz, skoordynowanych i uzgodnionych na poziomie Spółki.
- Monitorowanie efektywności majątku.
- Ocena stanu technicznego majątku.
- Prognozowanie żywotności elementów majątku.
- Monitorowanie i analiza wpływu zmian w otoczeniu Spółki na elementy majątku.
- Opracowanie i weryfikacja założeń do segmentacji majątku.
- Analiza i optymalizacja kosztów remontowych w Spółce.
- Wykonywanie wstępnych studiów wykonalności projektów inwestycyjnych i remontowych. Weryfikacja wniosków inwestycyjnych.
- Badanie możliwości uzyskania dofinansowania do działań inwestycyjnych, koordynacja przygotowania wniosków o dofinansowanie.
- Uruchamianie projektów inwestycyjnych i remontowych w systemie IFS.
- Rozwijanie zarządzania ryzykiem.
- Prowadzenie Ksiąg Obiektów Budowlanych i analizowanie ich pod kątem tworzenia planów remontów obiektów budowlanych.
- Zarządzanie i aktualizacja bazy danych o stanie technicznym, niezawodności i żywotności urządzeń.
- Współpraca z innymi Departamentami w Spółce w zakresie planowania (w szczególności Biznes Plan i Plan Strategiczny) i kontroli finansowej.
- Współpraca z Jednostkami Spółki przy uzgadnianiu harmonogramu odstawiń jednostek produkcyjnych.
- Prowadzenie sprawozdawczości z działalności inwestycyjnej.
- Przygotowywanie dokumentacji niezbędnej do zatwierdzenia inwestycji.
- Przygotowywanie analiz technicznych, ocen i opinii.
- Prowadzenie i nadzór nad aktualizacją map geodezyjnych terenów i obiektów Spółki.
- Analiza i segmentacja majątku dla potrzeb ubezpieczeń.
- Współpraca z ubezpieczycielem w zakresie usuwania szkód powstałych na majątku.
- Zapewnienie optymalizacji działań w UDT.
- Zarządzanie zapasem strategicznym wykorzystywanym w procesie Zarządzania Majątkiem.

- Monitorowanie realizacji planów remontowych, inwestycyjnych i likwidacyjnych.

Funkcje

Wydziału Przygotowania Projektów

- Wykonywanie analiz technicznych i studiów wykonalności planowanych projektów inwestycyjnych i likwidacyjnych.
- Przygotowywanie budżetów projektów inwestycyjnych i likwidacyjnych we współpracy z Zakupami.
- Współuczestnictwo przy tworzeniu planów inwestycyjnych, rocznych i wieloletnich Spółki.
- Współpraca z Departamentem Zakupów przy opracowywaniu strategii zakupowych dla poszczególnych grup kategorii.
- Opracowywanie koncepcji rozwiązań technicznych.
- Opracowywanie i dostarczanie danych do analiz ekonomicznych.
- Przygotowanie materiałów przetargowych dla zakupu usług inwestycyjnych i likwidacyjnych.
- Opracowywanie wzorów umów i uzgadnianie SIWZ, zakresów prac, harmonogramów oraz wyceny projektów.
- Współpraca z instytucjami zewnętrznymi w zakresie badań, ekspertyz i ocen technicznych.
- Współuczestnictwo w procesie zakupowym poprzez dostarczanie informacji technicznych podczas analizy i negocjacji kontraktów.
- Wykonywanie technicznej oceny ofert w ramach prac komisji przetargowej.
- Współpraca z Zakupami przy opracowywaniu zapisów treści umów z Dostawcą w części technicznej i techniczno-handlowej.
- Koordynacja i nadzór nad wykonawstwem dokumentacji projektowej dla zadań inwestycyjnych i likwidacyjnych we wszystkich branżach.
- Wykonywanie oceny dokumentacji technicznej w projektach.
- Zapewnianie zgodnego z prawem budowlanym wypełniania zobowiązań Spółki, jako właściciela majątku w zakresie pozwoleń, decyzji itp.
- Organizacja i realizacja projektów inwestycyjnych i likwidacyjnych zgodnie z przyjętym procesem i regulacjami prawnymi. Koordynacja prac realizowanych na obiekcie.
- Zapewnianie pełnej dokumentacji procesowej i projektowej w prowadzonych projektach.
- Raportowanie i prognozowanie wydatków w prowadzonych projektach.
- Współpraca przy monitorowaniu efektywności majątku oraz efektywności zrealizowanych na nim działań;
- Wykonywanie oceny nowych na rynku VHP firm. Ocena porealizacyjna Dostawców.
- Monitorowanie realizacji projektów inwestycyjnych.

Funkcje Wydziałów Realizacji Projektów i Serwisów w Zakładach

- Przygotowywanie i uzgadnianie zakresów i budżetów remontów i serwisów.
- Opiniowanie i uzgadnianie zapisów umów.

- Ocena techniczna ofert.
- Realizacja zadań serwisowych, remontowych, inwestycyjnych i deinwestycyjnych.
- Usuwanie skutków awarii.
- Analiza przyczyn awarii urządzeń we współpracy z Departamentem Zarządzania Produkcją oraz Zakładami produkcyjnymi.
- Wypracowanie rozwiązań technicznych eliminujących awarie.
- Raportowanie stanu zaawansowania zadań remontowych i inwestycyjnych.
- Realizacja i rozliczanie umów.
- Przygotowywanie wstępnych założeń do projektów inwestycyjnych.
- Badanie i analiza stanu technicznego urządzeń.
- Zgłaszanie potrzeb likwidacji majątku.
- Opracowywanie i aktualizacja instrukcji eksploatacyjnych.
- Aktualizacja dokumentacji technicznej.
- Organizacja pomiarów odbiorowych i gwarancyjnych.
- Wzajemna wymiana wiedzy pomiędzy Zarządaniem Majątkiem a Produkcją.
- Określanie niezbędnego stanu zapasów magazynowych.
- Utrzymywanie właściwego stanu urządzeń pod względem BHP.
- Ocena dostawców usług.
- Monitorowanie realizacji projektów remontowych i likwidacyjnych.

Funkcje

Wydziału Strategii Technicznej

- Tworzenie długoterminowych planów rozwoju Spółki w zakresie majątku wytwórczego na rynku warszawskim, uwzględniających zmiany zachodzące w otoczeniu prawnym, technicznym i gospodarczym.
- Wypracowywanie propozycji działań na majątku wytwórczym VHP S.A. na rzecz utrzymania wiodącej pozycji na zliberalizowanym rynku energii.
- Opracowywanie kluczowych zadań inwestycyjnych w długim horyzoncie czasowym.
- Wykonywanie koncepcji rozwiązań technicznych i wstępnych studiów wykonalności planowanych zadań inwestycyjnych.
- Wykonywanie wstępnych analiz efektywności ekonomicznej planowanych zadań inwestycyjnych.
- Opracowywanie i rozwijanie modeli technicznych do obliczeń efektywności przedsięwzięć.
- Uczestnictwo w przygotowywaniu i realizacji projektów inwestycyjnych.
- Monitorowanie sytuacji i kierunków zmian na warszawskim rynku ciepła i energii elektrycznej. Ocena szans i zagrożeń dla VHP S.A. w perspektywie wieloletniej. Przygotowanie propozycji rozwiązań.
- Monitorowanie nowoczesnych technologii energetycznych pod kątem ich zastosowania w VHP S.A. w zakresie urządzeń wytwórczych i technologii ochrony środowiska.
- Monitorowanie, analizowanie i interpretacja zmian otoczenia prawnego i gospodarczego Spółki.

- Współpraca z innymi Departamentami w Spółce w zakresie planowania (w szczególności Biznes Plan i Plan Strategiczny).
- Współpraca z wydziałem Strategii Technicznej w Grupie Vattenfall oraz krajowymi instytutami i uczelniami.
- Przygotowywanie raportów i analiz technicznych, ocen i rekomendacji.

Podsumowanie

Centralizacja funkcji zarządzania majątkiem w VHP S.A., który stanowi grupę elektrowni i ciepłowni, umożliwiła poprawę efektywności działań na majątku poprzez:

- poprawę jakości informacji o stanie majątku (jedno źródło informacji w całej Spółce);
- ujednoczenie kryteriów oceny stanu majątku;
- możliwość pełnej analizy wydatków ponoszonych na majątek (nakłady inwestycyjne i koszty remontowe), a tym samym dostosowanie działań do najbardziej efektywnego gospodarowania finansami;

- spójne podejście do planowania remontów i inwestycji;
- możliwość lepszego przepływu informacji i wiedzy o stanie majątku – specjaliści skupieni w jednej organizacji;
- zmniejszenie ryzyka operacyjnego dla Spółki poprzez zachowanie właściwej kolejności przy alokacji środków na remonty i inwestycje w poszczególnych zakładach;
- uniknięcie dublowania funkcji na poziomie lokalnym (zakłady produkcyjne) i centralnym (Departament Zarządzania Majątkiem);
- jednoznaczne rozdzielenie odpowiedzialności za proces produkcji i za utrzymanie majątku.

Efektom wyżej opisanych zmian w organizacji Spółki był wzrost jej efektywności do poziomu jednej z najlepszych w branży w Polsce.

Jerzy Trzeszczyński, Wojciech Murzynowski, Radosław Stanek
Pro Novum Sp. z o.o.

Zarządzanie majątkiem produkcyjnym grupy elektrowni. Modele współpracy z firmą ekspercką

Management of the productive assets of a group of power plants. Models of cooperation and examples of realization

Cel transformacji polskiej energetyki na początku lat dwudziestych ubiegłego wieku i stopień jego realizacji nie zostały chyba jeszcze w pełni i wiarygodny sposób opisane. Uwolnione od centralnej administracji elektrownie zaczęły realizować indywidualną politykę w każdej dziedzinie działalności, najbardziej ambitne także własne projekty rozwojowe. Gdy pojawili się inwestorzy zagraniczni okazało się, że bez szkody dla produkcji można kilkakrotnie zmniejszyć zatrudnienie i w jeszcze większym stopniu poprawić zysk. Gdy powstały nieco później polskie grupy energetyczne potwierdziło się, że można w zakresie zatrudnienia i efektu ekonomicznego dokonać podobnych zmian, chociaż chyba już nie tak dużych. Jeżeli chodzi o techniczną stronę zarządzania majątkiem produkcyjnym jakościowy przewrót nie nastąpił. Są tacy, którzy uważają, że nastąpił raczej regres. Duża, ze sporym nadmiarem mocy, polska energetyka, mocno zmodernizowana (przed prywatyzacją) stworzyła naturalne warunki do często drastycznego cięcia kosztów na utrzymanie stanu technicznego. Redukcję kosztów ze względu na ww. proste kryteria można było zrobić szybko i prosto. Obecnie już takich prostych recept na sukces brakuje. Do utrzymania majątku produkcyjnego trzeba będzie podchodzić z większą, techniczną finezją, także dlatego,

że czas eksploatacji trzeba będzie przedłużyć znacznie ponad wcześniej, dwukrotnie redefiniowaną trwałość. Dodatkowo „zaczynają się schody”, w ciągu najbliższych paru lat trzeba będzie budować nowe źródła. Koszty ich budowy, jak na razie można przewidzieć, koszty utrzymania, chyba jeszcze nie. Pierwszy proces już się rozpoczął, drugi nastąpi w ciągu najbliższych kilku lat.

Utrzymanie majątku produkcyjnego elektrowni w okresie transformacji sektora wytwarzania

Liberalizacja rynku energii w Polsce nie doprowadziła jak na razie do konkurencji cenowej na rynku taryf, doprowadziła za to do ostrej konkurencji na prace remontowe i diagnostyczne. Ceny znacząco spadły, ponieważ nie ma nic za darmo, to jakość pewnie też. Możliwość wykorzystania prostych, „naturalnych” rezerw do poprawy ekonomicznej efektywności spowodował, że obszar zarządzania techniką został zmarginalizowany. W szczególności przegrała diagnostyka. W stosunku do jej sytuacji sprzed okresu transformacji [1, 2] straciła swoje funkcje strategiczne, została w znacznym stopniu zindywidualizowana, a nawet spersonalizowana.

W największym stopniu dotyczy to diagnostyki urządzeń należących do Urzędu Dozoru Technicznego. W tym czasie pojawiło się też wiele nowych firm świadczących usługi diagnostyczne. Ten proces trwa nadal. Wszystkie otrzymały stosowne uprawnienia, wzmocnione przez ISO certyfikaty. Ten proces trwa nadal. W niektórych przypadkach osiągnięto humorystyczne efekty w stylu lepiej tanio niż dobrze, mniej ważne czy „powstanie autostrada”, ważne by to, co nie powstanie było tańsze od tego, co może zaistnieć ale będzie droższe. Zaczęto także oferować nowe techniki badawcze, część z nich dotyczyło badań od dawna wykonywanych w polskiej energetyce na ogół na starszym sprzęcie, ale z większym zrozumieniem. Pojawiły się także metody „egzotyczne”, których wyniki rozumiały się tylko dla autorów danej metody.

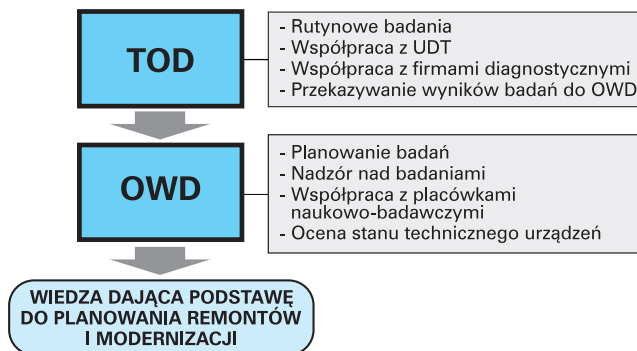
Szybko zapomniano, że diagnostyka to źródło wiedzy nie tylko doraźnej, remontowej czy postawaryjnej, ale także (przede wszystkim?) o znaczeniu strategicznym, co m.in. oznacza, że wiedza na podstawie diagnostyki powinna wyprzedzać modernizację, a nie, w najlepszym przypadku, jej towarzyszyć. Mieszając zagadnienia techniczne z ekonomicznymi i korporacyjną (lub lokalną) polityką utracono kontrolę nad analizą awaryjności. Krótkookresowa „efektywność” produkcji zdominowała wiedzę o stanie technicznym majątku produkcyjnego.

Na znaczną skalę zaczęto współspalać biomasę oraz redukować NO_x w spaliniach, w ślad za tym jednak nie uruchomiono prac mogących analizować i wyjaśniać wpływ zmiany warunków spalania na trwałość elementów komory paleniskowej kotłów. Urządzenia energetyczne zaczęto trochę traktować jak obiekty jednorazowego użytku, remontowane możliwie rzadko i byle taniej oraz zastępowane przez nowe. W ten sposób miały szybko „zarobić” na nowe. Trudno powiedzieć czy zarobiły, na pewno można jednak stwierdzić, że jak na razie, nowe jednostki powstają głównie „na papierze”.

Jeśli budowanie nowych źródeł idzie kiepsko, to przynajmniej przedłużanie czasu pracy powinno mieć priorytet. Priorytet chyba ma, bo program ten w bieżącym roku zaczął być realizowany. Sprzyjają temu względnie niskie koszty modernizacji. Prawdziwym kosztem tych projektów jest jednak wiedza. Niestety taka pozycja kosztów nie występuje w „nowoczesnej” korporacyjnej księgowości. Wiedzy nie można także zwyczajnie wyceniać w ofertach, bo jeśli przynosi to jakiś skutek, to porażkę w przetargach (kryterium wyboru – 100% cena!).

Prawie 30 lat temu organizację diagnostyki widziano w sposób przedstawiony na rysunku 1 [1, 2]. Diagnostyka tak zorganizowana, przynajmniej w PdOE, rzeczywiście generowała wiedzę korporacyjną – „okręgową”.

Tak długo jak elektrownie były samodzielne nie musiały w sposób nadmiernie wyrafinowany organizować zarządzania wiedzą. Historia pracy urządzeń mogła być nawet „zlokalizowana” w głowach i biurkach specjalistów ds. przygotowania remontów. Diagnostykę spersonalizowano i „zintegrowano” z przygotowaniem remontów. Strategię remontową w rzeczywistości przejęli specjaliści o kotłów, turbin, etc. Ich długoletnie doświadczenie sprawiało, że mogli planować remont bez szerszej diagnostyki. W tamtych czasach ma swoje źródło dosyć znany paradoks, że remont można tak precyzyjnie zaplanować bez diagnostyki, iż staje się ona tylko zbędnym kosztem, z którego można zrezygnować ...z korzyścią dla



Rys. 1. Organizacja diagnostyki w terenowych oddziałach/elektrowniach (TOD) i okręgowych oddziałach (OWD) [2]

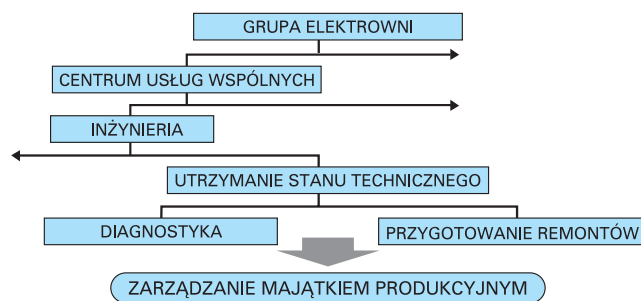
remontu (jego budżetu). Gdy utworzono grupy energetyczne sytuacja bardzo długo nie zmieniała się bo przede wszystkim zintegrowano zarządzanie finansami a strategię remontową sprowadzono, w głównej mierze, do systematycznego, centralnego redukowania budżetów remontowych. Jej zakres był (jest) wypadkową przyznanych środków.

Diagnostyka, jako jedna z pozycji remontowych, znalazła się w poważnych opałach. Szczyt absurdu osiąga się zwłaszcza wtedy, gdy ma ją wykonywać firma remontowa, która jeśli podczas negocjacji jest zmuszona zredukować cenę, to robi to głównie poprzez redukcję ceny diagnostyki. Jest to dla firmy remontowej o tyle logiczne, że przydatność dla niej wiedzy z diagnostyki o znaczeniu strategicznym (prognoza trwałości i/lub jej weryfikacja) jest w przybliżeniu zerowa.

Wyżej opisana sytuacja może się istotnie zmienić, gdy w centrum zarządzania zostanie zintegrowane, z prawdziwego zdarzenia, zarządzanie majątkiem produkcyjnym także w zakresie wspólnego planowania remontów, a diagnostyka uzyska autonomię.

„Inżynierie” w centrach usług wspólnych grup energetycznych szansą dla kreowania wiedzy korporacyjnej

„Inżynierie” jako jedną z usług wspólnych dla grupy elektrowni można przedstawić w sposób w jak na rysunku 2.



Rys. 2. Schemat organizacji centrum usług wspólnych, uwzględniający autonomię diagnostyki w systemie utrzymywania stanu technicznego urządzeń

Wśród wielu problemów i ryzyk związanych ze sprawnym działaniem Inżynierii jest jasne zdefiniowanie:

- autonomii diagnostyki,

- relacji pomiędzy przygotowaniem remontów a wiedzą z diagnostyki,
- zarządzania wiedzą o stanie technicznym urządzeń.

Analiza istniejących w Polsce Inżynierii (Departamentów Zarządzania Majątkiem) nie napawa nadmiernym optymizmem. Stworzono albo bardzo skomplikowane schematy organizacyjne, w których zginęła diagnostyka, albo diagnostyce w centrum zarządzania przydzielono rolę, praktycznie, podległą w stosunku do przygotowania remontów. Nie zapowiada to na razie przełomu tym bardziej że jak dotąd, nie zauważono, że zarządzanie wiedzą o stanie technicznym urządzeń z poziomu centrum zarządzania to fundamentalna funkcja Centrum, bez której między bajki można włożyć zarządzanie utrzymaniem wg jednego standardu dla wszystkich elektrowni grupy.

D estrukcja poprzedniego systemu organizacyjnego przebiegła szybko, powstanie nowej, sprawnej organizacji potrwa lata całe. Sukces zależy od kilku czynników wymagających wiedzy, doświadczenia i ...odwagi. Wśród tych czynników należy wymienić:

- oddzielenie diagnostyki od remontów,
- zorganizowanie prawidłowych pomiędzy nimi relacji,
- wdrożenie jednolitego, dla wszystkich grup elektrowni, systemu diagnostycznego dysponującego:
 - profesjonalną, sprawdzoną metodyką badań i oceny stanu technicznego,
 - analizą awaryjności,
 - przetwarzaniem informacji w wiedzę,
 - zarządzania pracą rozproszoną oddziałów, centrum oraz firm zewnętrznych,
 - możliwością dokumentowania historii eksploatacji.
 - zarządzaniem dokumentacją,
 - wsparciem dla planowania remontów, w zakresie wynikającym z aktualnego stanu technicznego określanego na podstawie: wyników badań, analizy awaryjności i warunków pracy.

Inżynieria niezależnie od liczby zatrudnionych specjalistów zawsze będzie musiała współpracować z licznymi firmami i instytucjami zewnętrznymi. Taki charakter będzie miała także współpraca ze specjalistami elektrowni skierowanymi do pracy w firmach będących własnością (współwłasnością) grupy elektrowni. Które obowiązki wziąć na siebie, a które scedować

Tablica 1

Zakres kompetencji firm wspierających Inżynierię

CZYNNOŚĆ ZWIĄZANE Z UTRZYMANIEM STANU TECHNICZNEGO URZĄDZENIA	FIRMY ZEWNĘTRZNE			INŻYNIERIA
	LBM	FR	FD	
HISTORIA EKSPLOATACJI				
ANALIZA AWARYJNOŚCI				
ANALIZA WARUNKÓW PRACY				
RETROSPEKCJA				
PROGRAM BADAŃ				
ZAKRES REMONTU				
BADANIA				
REMONT				
OCENA STANU I PROGNOZA				
SERWIS DIAGNOSTYCZNY				
SERWIS REMONTOWY				

Legenda LBM - Laboratorium badań materiałowych
FR - Firma remontowa
FD - Firma diagnostyczna
- Wykonuje
- Współuczestniczy w realizacji
- Nadzoruje

na podwykonawców, w jakim trybie z nimi współpracować to kolejny problem, który należy rozwiązać w pierwszej kolejności. 25-letnie doświadczenia *Pro Novum* wskazują, że Inżynieria w zakresie utrzymania stanu technicznego powinna przejąć przede wszystkim funkcje strategiczne oraz nadzoru nad wykonawstwem remontów i badań diagnostycznych.

Uwzględniając możliwości, jakie stwarza współczesna informatyka (zdalna diagnostyka) oraz aktualne potrzeby m.in. w zakresie nadzoru diagnostycznego [5] (np. diagnostyka towarzysząca przedłużaniu czasu pracy urządzeń energetycznych) należy przemyśleć i zrealizować w odpowiedni sposób integrację informacji diagnostycznych, remontowych oraz z obszaru kontroli eksploatacji, a także dotyczące analizy awaryjności.

Diagnostyka jako źródło wiedzy dla Inżynierii o stanie technicznym urządzeń

Przyglądając się schematom organizacyjnym Centrów Usług Wspólnych, tych wdrożonych i tych jeszcze planowanych, trudno zrozumieć miejsce i rolę diagnostyki, w szczególności, żeby mogła być źródłem wiedzy korporacyjnej o stanie technicznym urządzeń (bo innego źródła takiej wiedzy nie ma). Także przyglądając się zakresom technicznym remontów i modernizacji można odnieść, w wielu przypadkach, wrażenie, że nie jest to szczególnie ważny element projektu. Poszukiwanie związku pomiędzy wiedzą o stanie technicznym obiektu a zakresem planowanego remontu nie jest rzeczą łatwą. Dla urządzeń pomocniczych diagnostyka ma najczęściej charakter interwencyjny, tzn sięga się po nią na okoliczność zakłóceń eksploatacyjnych (awarii). Efektów diagnostyki nie analizuje się w oparciu o pełną analizę jej kosztów i zysków. Na ogół udaje się ustalić, ile kosztuje jej wykonanie, chyba nigdy nie uwzględnia się kosztów wynikających z jej zaniechania. Tak długo jak nie zapewni się jej autonomii, tak długo będziemy znać jej konkretne koszty, a korzyści będą przedstawiane wyłącznie w formie opisowo-werbalnej.

Współczesny, kompletny system diagnostyczny powinien zarządzać następującymi informacjami:

- wyniki badań i oceny stanu technicznego,
- analiza warunków pracy cieplno-mechanicznych i chemicznych istotnych z punktu widzenia stanu technicznego elementów urządzenia,
- wyniki analizy awarii,
- wybrane informacje remontowe.

Modele współpracy firmy diagnostycznej i Inżynierii i przykłady ich realizacji

Teoretycznie Inżynieria CUW może robić „wszystko”. Z praktyki wiadomo, że na zorganizowanie „takiego Instytutu” trzeba wielu lat i wcale nie musi się to udać. Jeśli przyjąć, że taki twór ma być ekonomicznie konkurencyjny w stosunku do wyspecjalizowanych firm inżynierskich, to przedsięwzięcie jest bardzo trudne, by nie określić go jako mało realne. Niewątpliwie wpływ na sens takich poczynań ma wielkość grupy, rodzaj urządzeń, poziom specjalistów oraz ambicja i charyzma kierownictwa. Charyzma, kompetencje i autorytet kierownictwa jest

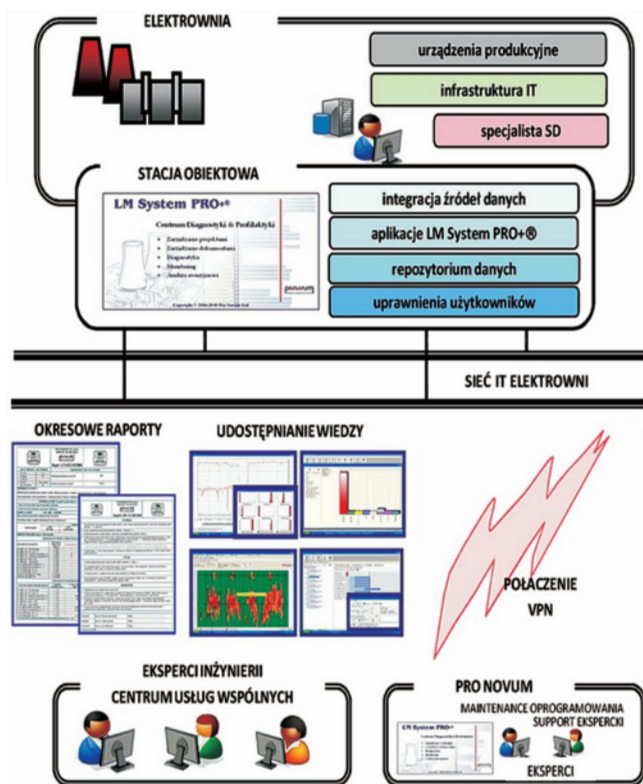
ogromnie ważny, bo póki co specjaliści znający najlepiej urządzenia i ich problemy pozostają w oddziałach/elektrowniach.

Zewnętrzne firmy eksperckie mogą, ogólnie rzecz biorąc, występować w poniżej wymienionych relacjach z Inżynierią Centrum Usług Wspólnych:

WYKONUJE EKSPERTYZY
WSPIERA INŻYNIERIĘ
WYKONUJE WIĘKSZOŚĆ FUNKCJI INŻYNIERII

Pro Novum występuje na ogół w dwóch pierwszych rolach. Mimo że dotychczas nikt nam tego nie zaproponował, możemy wyobrazić sobie swoje miejsce także w modelu trzecim. Jesteśmy na to odpowiednio przygotowani, dysponujemy:

- systemami diagnostycznymi, w tym zawierającymi procedury badań i oceny zaimplementowane w postaci aplikacji komputerowych,
- platformą informatyczną wspierającą wszystkie funkcje zarządzania wiedzą o stanie technicznym urządzeń,
- serwisem diagnostycznym oferowanym w formie usługi udostępnianej przez Internet (rys. 3), bez potrzeby zakupu oprogramowania.



Rys. 3. Schemat przedstawiający rekomendowany przez *Pro Novum* model współpracy z Inżynierią grupy elektrowni

Podsumowanie

Utrzymanie stanu technicznego urządzeń może i powinno być jedną ze wspólnych, dla wszystkich oddziałów grupy elektrowni, usług oferowanych przez CUW. Diagnostyka jako

najważniejsze źródło wiedzy o stanie technicznym urządzeń powinna być autonomiczna w stosunku do przygotowania remontów, dysponować wspólnym dla całej grupy elektrowni systemem badania i oceny stanu technicznego urządzeń oraz być częścią systemu zarządzania wiedzą, który musi uwzględniać relacje z podwykonawcami Inżynierii.

Pracę specjalistów Inżynierii (oraz wybranych firm zewnętrznych) powinien integrować system informatyczny wyposażony w aplikacje realizujące z możliwie największym komfortem (automatycznie) wszystkie funkcje zarządzania wiedzą oraz bazy danych.

Bazy danych powinny archiwizować przede wszystkim wyniki:

- badań i ocen stanu technicznego,
- analizy warunków eksploatacji,
- analizy awaryjności,
- wybrane informacje remontowe.

Ocena bieżącego stanu technicznego urządzeń/elementów powinna być prezentowana w formie okresowych raportów generowanych automatycznie, uzupełnianych o wnioski i zalecenia przez własnych specjalistów i ekspertów zewnętrznych. Inżynieria wspierana przez firmę ekspercką (zakres wsparcia określany indywidualnie) jest rozwiązaniem optymalnym dla urządzeń nowych, co pozwoli być wymagającym partnerem dostawców oraz dla urządzeń długoeksploatowanych, których pracę tylko w takich warunkach można bezpiecznie przedłużać [5] spełniając wymagania UDT oraz firm ubezpieczeniowych.

LITERATURA

- [1] Dobosiewicz J.: Doświadczenia Wydziału diagnostyki i Profilaktyki ZEOPd w zakresie rozwiązywania problemów eksploatacyjnych i remontowych. Materiały XIII Sympozjum Diagnostyka i Remonty Urządzeń Ciepłno-Mechanicznych Elektrowni. Hotel Angelo. Katowice, 6 – 7. 10. 2011 r.
- [2] Instrukcja „Organizacji diagnostyki urządzeń w elektrowniach, elektrociepłowniach i ciepłowniach zawodowych”. Ministerstwo Górnictwa i Energetyki. Warszawa 1986
- [3] Instrukcja „Oceny stanu oraz kwalifikowania do wymiany komór, kolektorów, rurociągów kotłowych i głównych rurociągów parowych pracujących w warunkach pełzania. Ministerstwo Górnictwa i Energetyki. Warszawa 1986
- [4] Trzeczcyński J.: Kiedy diagnostyka przynosi korzyści?. Biuletyn *Pro Novum* nr 3/2007, *Energetyka* 2007, nr 12
- [5] PN/90.2522/2010. Rekomendacje w zakresie kwalifikowania urządzeń ciepłno-mechanicznych bloków 200 MW w PKE S.A. do pracy do 350 000 godz. *Pro Novum*. Katowice 2010

Doświadczenia Wydziału Diagnostyki i Profilaktyki ZEOPd w zakresie rozwiązywania problemów eksploatacyjnych i remontowych

Experience of the Department for Diagnostics and Prophylactics of ZEOPd in scope of solving the operational and overhaul problems

Historia

Służba diagnostyki i profilaktyki powstała na terenie ZEOPd w latach 1956 – 1958, a jej przeznaczeniem było:

- ustalanie i gromadzenie danych odnośnie do przyczyn uszkodzenia,
- zapobieganie wszelkiego rodzaju uszkodzeniom urządzeń bloków,
- ocena stanu urządzeń i ustalenie na tej podstawie okresów i zakresów remontów,
- opracowanie technologii naprawy urządzeń powstałych po awaryjnych uszkodzeniach,
- opracowanie wytycznych dla nowych rodzajów badań diagnostycznych,
- wprowadzenie nowych rodzajów badań diagnostycznych,
- organizacja i zbieranie informacji na temat rodzaju, charakteru i częstotliwości wszelkiego rodzaju uszkodzeń,
- wykonywanie nietypowych badań diagnostycznych.

Organizacja

Ośrodek diagnostyki i profilaktyki znajdował się na terenie ZEOPd, natomiast w poszczególnych elektrowniach blokowych znajdowały się terenowe oddziały diagnostyczne (służby terenowe) zajmujące się:

- wykonywaniem typowych badań diagnostycznych,
- gromadzeniem danych odnośnie do charakteru i rodzaju uszkodzeń oraz ich przekazywaniem do ośrodka diagnostyki (statystyka awaryjna).

Ośrodek na bieżąco otrzymywał informację z dyspozycji mocy o bieżącym stanie bloków. Dla ułatwienia pracy oddziałom terenowym Ośrodek opracowywał katalogi typowych uszkodzeń kotłów i turbin, które były na bieżąco uzupełniane o nowe ich rodzaje. W przypadku wystąpienia uszkodzenia nieznanego się w katalogu terenowa służba miała obowiązek ustalić przyczynę w miarę możliwości przy pomocy własnych środków lub przekazać do Ośrodka czy odpowiedniej instytucji spoza energetyki. W ten sposób ustalona przyczyna była weryfikowana przez Ośrodek, opisana i z podaniem ścisłych danych – lokalizacja, czas pracy, sposób usuwania oraz zapobieganie uszkodzeniom – przekazywana do terenowej służby w celu uzupełnienia katalogu uszkodzeń.

Służba zajmowała się szczególnie diagnostyką przedremontową. Diagnostyka ta dotyczyła analitycznej oceny stanu technicznego urządzeń i ich elementów w celu określenia niezbędnych zakresów prac remontowych i potwierdzenia zasadności planowanych remontów. Diagnostyka ta miała na celu zmianę obowiązujących dotychczas cykli remontowych i uzależnienia decyzji o potrzebie przeprowadzenia remontu od stanu technicznego urządzeń, zgodnie z Zarządzeniem Ministerstwa Górnictwa i Energetyki oraz Gospodarki Materiałowej i Paliwowej z dnia 18 lipca 1986 r., w sprawie ogólnych zasad eksploatacji urządzeń instalacji energetycznych (MP z 1986 r. Nr 25 poz. 174, rozdz. 5 § 16.1. i 2).

System informacyjny obejmował:

- systemy informacyjne w elektrowniach,
- okręgowe systemy informacyjne,
- centralny system informacji diagnostycznej.

Z systemu informacyjnego szczebla centralnego i okręgowego korzystały jednostki terenowe.

Zadania

Istotnym zadaniem Ośrodka było opracowywanie wytycznych i instrukcji.

Służba diagnostyki i profilaktyki z biegiem lat opracowała szereg instrukcji dotyczących poprawy warunków pracy metalu w podstawowych elementach bloków oraz wytycznych kontroli i oceny stanu, m.in.:

- walczków,
- komór i rurociągów pracujących w temperaturach ponadgranicznych,
- kadłubów turbin,
- powierzchni ogrzewalnych kotłów,
- połączeń śrubowych kadłubów turbin,

które zostały zatwierdzone do użytku przez UDT i odpowiednio jednostki nadrzędne MGİE jako obowiązujące do stosowania na terenie całej energetyki krajowej.

Ponadto opracowano lub brano udział w opracowaniu technologii:

- naprawy walczków,
- naprawy i prostowania kadłubów turbin,
- prostowania skrzywionych wałów wirników turbin i generatorów.

Realizacja zadań

W latach 1980 – 1982 Ośrodek *ZEOPd* został przemianowany na Centrum Diagnostyki, którego głównym zadaniem było utrzymanie wysokiej niezawodności i dyspozycyjności urządzeń ciepłno-mechanicznych poprzez zmianę polityki remontowej. Dominująca w energetyce krajowej metoda okresowego ich przeprowadzania oparta na szacunkowym sposobie oceny stanu urządzeń została zamieniona na metodą opartą na technicznej ocenie stanu technicznego, wykorzystującej wyniki badań niezbędnych do prowadzenia działań remontowych.

Diagnostykę zalecono prowadzić w dwóch etapach:

- ustalenie przydatności urządzenia do dalszej eksploatacji,
- określenia czasu eksploatacji do następnej diagnozy.

Organizacja działalności diagnostycznej w Energetyce była dwustopniowa. U podstawy znajdowały się Terenowe Służby Diagnostyki (TSD) w elektrowniach blokowych, zasadniczym ogniwem decyzyjnym w sprawach diagnostyki było Centrum Prognozowania Remontów.

Działalność

Cały system diagnostyczny miał charakter zapobiegawczy, a informacje o stanie urządzeń były uzyskiwane na podstawie zaistniałych zdarzeń oraz badań niszczących i nieniszczących. Według tego modelu cały proces kształtowania systemu oceny stanu technicznego był podzielony na trzy niezależne, funkcjonalnie powiązane czynności:

- gromadzenie i analizowanie zdarzeń z przeszłości,
- badania diagnostyczne,
- prognozowanie.

W wyniku wskazań Centrum w roku 1986 wyszło zarządzenie MGiE, w którym zaleca ono, aby przekazanie urządzenia energetycznego do remontu odbywało się na podstawie oceny stanu technicznego tego urządzenia. Zarządzenie to zobowiązywało elektrownie do systematycznego prowadzenia badań diagnostycznych.

Usamodzielnienie elektrowni przy braku strategii rządowej w dziedzinie profilaktyki i diagnostyki prowadzi do samodzielnego rozwiązywania problemów bez wymiany doświadczeń, a tym samym powoduje nie zawsze słusznie podejmowane decyzje oparte na ograniczonej informacji.

Problemy, których rozwiązanie wymaga interdyscyplinarnej wiedzy nie mogą być rozwiązywane w ramach jednej instytucji, wymaga to zorganizowania systemu diagnostyki, o czym mogą świadczyć doświadczenia służby Diagnostyki i Profilaktyki *ZEOPd*.

W krajach o wysokim poziomie techniki znaczenie diagnostyki jest doceniane w związku z wyraźnymi efektami ekonomicznymi, jakie ona przysparza. Bez względu na przyjęty model systemu diagnostycznego jego działalność integrują ośrodki o charakterze centralnym, np. EPRI, EDF, VGB, WTJ, co sprzyja wprowadzaniu nowoczesnych technologii oraz daje wymierne efekty ekonomiczne.

Źródłem wysokiej efektywności służby *ZEOPd* były:

- wysokie kompetencje personelu,
- obowiązkowe stosowanie ustalonych metod badań,

- obowiązkowa realizacja zaleceń,
- dostęp do pełnej informacji.

Uwagi

Remonty prowadzone wg oceny stanu technicznego są oparte na ciągłym lub okresowym sprawdzaniu przydatności urządzenia. Różnica między remontami wykonanymi metodą tradycyjną i wg stanu technicznego jest istotna. Dominująca w krajowej energetyce metoda tradycyjna była przestarzała ze względu na :

- obniżenie niezawodności urządzenia w przypadku ujemnych odchyłek od danych szacunkowych,
- ponoszenie zbędnych nakładów przy dodatnich odchyłkach od danych szacunkowych.

Niedoskonałość tej metody przejawia się w nadmiernej koncentracji sił i środków oraz w znacznych zmianach zakresów remontów, które dezorganizują ich przebieg i wydłużają czas realizacji. Korzyści ze stosowania polityki remontowej wg stanu technicznego wynikają ze zwiększonej niezawodności i przedłużenia czasu eksploatacji poszczególnych elementów i tym samym ze zmniejszenia kosztów utrzymania.

Z posiadanych informacji wynika, że w nowych projektach organizacji energetyki nie ma miejsca na ośrodki diagnostyczne o charakterze centralnym bądź na poziomie grup energetycznych.

Właściwa organizacja diagnostyki technicznej w ramach eksploatacji urządzeń energetycznych daje następujące korzyści:

- podniesienie poziomu eksploatacji,
- zmniejszenie liczby awarii,
- wydłużenie czasu między remontami,
- ograniczenie ilości zużytych części i materiałów,
- przedłużenie czasu eksploatacji urządzeń.

Działalność diagnostyczna i badawcza powinna być scentralizowana, decyzje centrum w tej dziedzinie, powinny być obowiązujące dla elektrowni.

Centrum powinno zatrudniać wysokiej klasy specjalistów w dziedzinie inżynierii materiałowej, eksploatacji, remontów oraz powinno być odpowiednio wyposażone i współpracować z ośrodkami naukowo-technicznymi i firmami eksperckimi.

Podczas licznych ostatnio reorganizacji w energetyce skutecznie wyeliminowano służby diagnostyczne. Zamiast ośrodków (okręgów) o charakterze technicznym, koordynujących eksploatację urządzeń energetycznych, wzmocnione zostały struktury biurokratyczne, mało przydatne dla elektrowni.

Sytemy diagnostyczne *Pro Novum* – integracja wieloletnich doświadczeń, innowacyjnych metod i nowoczesnych technologii informatycznych

Pro Novum diagnostic systems – integration of many years' experience innovative testing methodologies and modern IT technologies

Geneza naszych rozwiązań systemowych

Kilka lat temu zauważyliśmy, że jedna z najważniejszych dziedzin utrzymania stanu technicznego elektrowni tj. diagnostyka urządzeń ciepłno-mechanicznych wykonywana jest w sposób, który:

- nie daje możliwości przetwarzania wyników badań i udostępniania wiedzy w szybki i prosty sposób,
- nie pozwala aktualizować w czasie pracy urządzenia oceny stanu technicznego (diagnozy) oraz prognozy trwałości,
- nie stwarza możliwości zarządzania badaniami, gdy wykonywane są przez wiele firm na różnych obiektach.

Okazało się także, że elektrownie nie posiadają systemów kreowania i archiwizacji wiedzy korporacyjnej – naturalna wymiana pokoleniowa wśród specjalistów oraz zmiany organizacyjne sprawiają, że znikną „bazy” informacji i wiedzy, które na ogół znajdują się „w biurkach i głowach” personelu.

Uświadomiliśmy sobie wtedy, że możliwości, jakie stwarzają współczesne technologie informatyczne w branży, w której działa nasza firma zostały dotychczas zupełnie niezauważone.

To spostrzeżenie zainspirowało nas do podjęcia prac, które na początku sprowadzały się do opracowania kilku aplikacji rozwiązujących najważniejsze, naszym zdaniem problemy, następnie programu komputerowego (LM System PRO®) złożonego z kilkunastu wzajemnie zintegrowanych modułów, a wreszcie rozległego środowiska informatycznego, które nazwaliśmy platformą informatyczną LM System PRO+®, złożonego z pakietów funkcjonalnych oraz, wzajemnie powiązanych modułów. System pomyślany został jako otwarty dla użytkownika co oznacza, że może z nim integrować własne aplikacje.

Jądrem platformy informatycznej jest w pełni zaimplementowany system diagnostyczny *Pro Novum*, rozwijany i doskonalony przez 25 lat (rys. 1). To miejsce, w którym zbiega się wiedza i wieloletnie doświadczenie naszej firmy z najnowszymi technologiami informatycznymi.

W przeciwieństwie, do nielicznych na rynku systemów wspierających zarządzanie wiedzą o aktualnym stanie technicznym majątku produkcyjnego elektrowni, ten program został stworzony przez inżynierów diagnostyków z *Pro Novum*

dla inżynierów diagnostyków w elektrowniach. Informatycy i analitycy systemów nie wyręczyli nas w pracy tylko nam pomogli, zresztą znakomicie.

W obecnej wersji środowisko informatyczne integrujące prace ekspertów *Pro Novum*, specjalistów innych firm eksperckich oraz specjalistów elektrowni, a także specjalistów centrów zarządzania (inżynierii) grup energetycznych (rys. 2) składa się z pięciu pakietów funkcjonalnych oraz kilkudziesięciu modułów, z których niektóre mogą funkcjonować, jako autonomiczne aplikacje. Na przykład aplikacja wykonująca analizę on-line awaryjności urządzeń ciepłno-mechanicznych elektrowni (rys. 3) zasługuje na szczególne zainteresowanie i powinna znaleźć uznanie w polskich elektrowniach.

Analiza awaryjności on-line urządzeń ciepłno-mechanicznych elektrowni

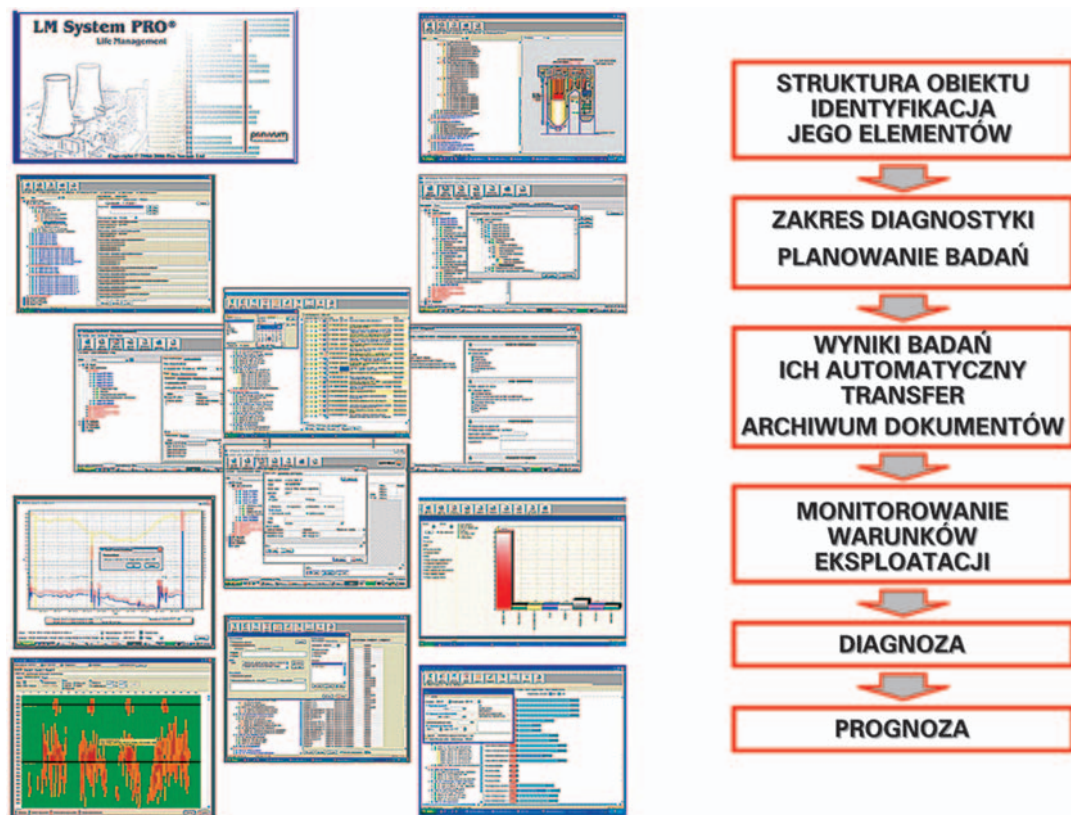
Opis rozwiązania/technologii – przeznaczenie

Analiza awaryjności wybranych urządzeń ciepłno-mechanicznych realizowana jest w paru elektrowniach przez jeden z pakietów funkcjonalnych Platformy Informatycznej LM System PRO+®, której podstawą jest zaimplementowany System Diagnostyczny integrujący wyniki badań oraz wyniki, prowadzonych w czasie rzeczywistym, analiz warunków ciepłno-mechanicznych i chemicznych kotłów.

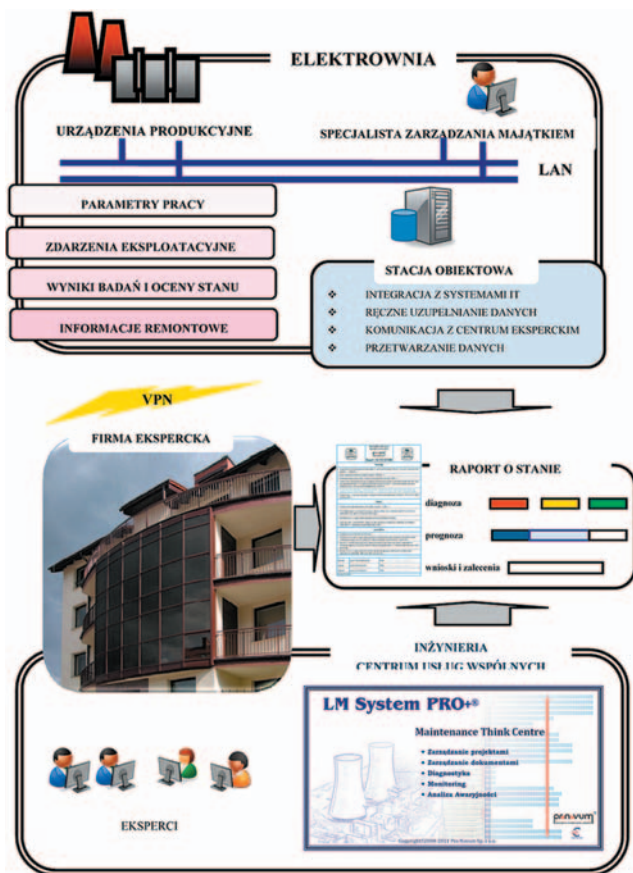
Dokument Karta Awaryjna organizuje pracę specjalistów obsługujących awarię, jak również integruje informacje i dokumenty związane z awarią. Informacje przetwarzane są w trybie on-line i są udostępniane użytkownikowi w postaci automatycznie generowanych raportów konfigurowanych według indywidualnych potrzeb, a także w formie statystyk, wykresów itp. Zarządzanie aplikacją może odbywać się z dowolnego miejsca infrastruktury IT elektrowni lub Centrum Zarządzania Grupą Elektrowni. Przedmiotem analizy mogą być także koszty związane z zakłóceniami eksploatacji (ze względu na ich wpływ na straty produkcyjne oraz koszty usunięcia skutków awarii).

Cechy charakterystyczne

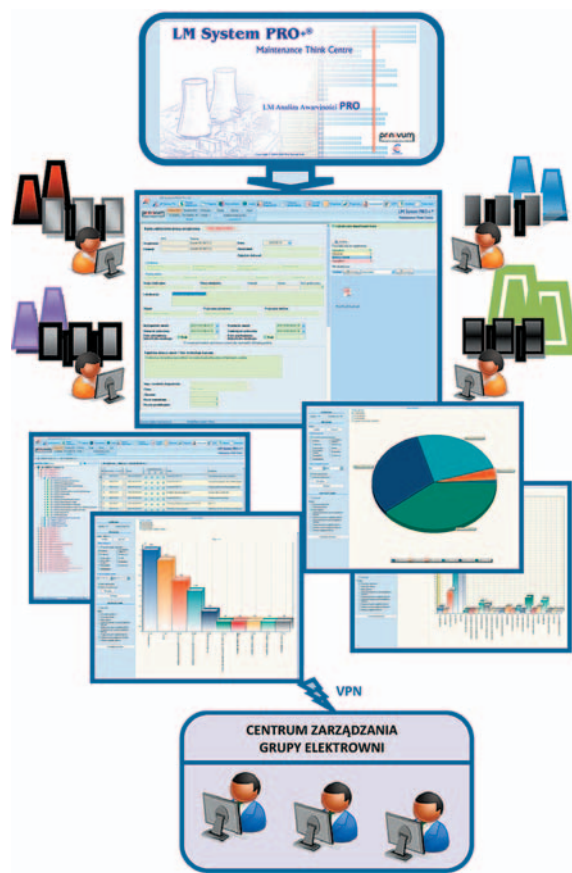
- Przetwarzanie informacji we wiedzę o stanie technicznym urządzeń w czasie rzeczywistym.
- Identyfikacja problemów eksploatacyjnych, co do rodzaju i skali w wymiarze technicznym i ekonomicznym.



Rys. 1.



Rys. 2.



Rys. 3.

- Jeden standard obsługi awarii we wszystkich elektrowniach grupy.
- Radykalna redukcja nakładów pracy konieczna do sporządzenia statystyk, zestawień, raportów itp.
- Możliwość prostego rozwoju Systemu przez stopniową integrację pozostałych pakietów i modułów.
- Możliwość integracji z programami klasy ERP.

Zasada działania

Program udostępnia dokument Karta Awaryjna, którego forma i *work flow* jest uzgadniany z użytkownikiem. Jednocześnie zostają zaimplementowane modele obiektów (bloków, urządzeń), których przeglądanie umożliwia symboliczne i graficzne interfejsy. Poprzez Moduł Integracja program jest synchronizowany z pracą obiektów. Zgodnie z procedurą obsługi awarii Karta Awaryjna wypełniana jest przez specjalistów obsługujących awarię. Większość informacji wpisywanych do Karty jest wybierana z automatycznie rozwijanych menu.

Dokumenty powstające w trakcie obsługi awarii dołączane są w sposób pozwalający na ich archiwizację i przeglądanie ze względu na dowolne kryterium filtrowania.

Forma i zakres raportów oraz zestawień, wykresów, etc jest uzgadniany z użytkownikiem i może być dowolnie rekonfigurowany. Wiedza generowana przez program jest archiwizowana i udostępnia w dowolnej formie (elektronicznych i papierowych raportów) oraz transferowana z wykorzystaniem większości spotykanych w energetyce technologii informatycznych.

Przedstawiony system jest nie tylko opisem pewnej wizji, ale także prezentacją szybko zrealizowanego projektu, który znalazł już kilka wdrożeń w elektrowniach, elektrociepłowniach, a ostatnio także rozpoczęto wdrażanie najbardziej zaawansowanej wersji wspierania pracy centrum zarządzania jednej z grup elektrowni.

Najnowszym przykładem wykorzystania możliwości stworzonego środowiska informatycznego jest implementacja procedur i funkcji, które będą wspierać bezpieczeństwo eksploatacji długoeksploatowanych bloków energetycznych, którym zamierza się przedłużyć eksploatację o kolejne 20 lat. Opracowaliśmy specjalną wersję Systemu dedykowanego dla użytkowników bloków o mocy 200 MW, która jest aktualnie wdrażana na trzynastu blokach.

Zaimplementowaliśmy w niej metodykę opisaną w dokumencie *Pro Novum „PN/90.2522/2010: Rekomendacje w zakresie kwalifikowania urządzeń ciepłno-mechanicznych bloków 200 MW w PKE SA do pracy do 350 000 godz. Pro Novum. Katowice 2010”*.

W międzyczasie system uzyskał szereg nagród i wyróżnień.

Dostrzegamy dalsze możliwości pełniejszego jeszcze zrealizowania naszej wizji powstałej kilka lat temu. Jednym z takich, nowych rozwiązań zrealizowanych wspólnie z *Geopomiarem* jest zdalna diagnostyka rurociągów parowych.

Cechy charakterystyczne

Monitorowanie istotnych, z punktu widzenia trwałości (żywności) elementów krytycznych, parametrów pracy:

- monitorowanie zachowania się całej konstrukcji, pośrednio, także stanu zamocowań rurociągów,

- czas pracy rurociągów, w tym czas pracy „pod ciśnieniem – bez przepływu” dla części rurociągów występujących w takich stanach pracy,
- identyfikację stanów pracy bloku,
- wykrywanie stanów awaryjnych w postaci tzw. uderzeń wodnych,
- identyfikację źródeł pochodzenia zakłóceń jw.,
- bieżącą aktualizację prognozy trwałości (żywności),
- aktualny stan techniczny rurociągów,
- automatyczne dokumentowanie historii eksploatacji,
- rozwiązywanie indywidualnych problemów, np. dopuszczalnego oddziaływania rurociągów na turbinę, poprawności regulacji zamocowań, etc.

Korzyści

- bezobsługowy nadzór nad stanem technicznym rurociągów,
 - ocena aktualnego stanu technicznego rurociągów na podstawie wszystkich istotnych informacji diagnostycznych i eksploatacyjnych,
 - niskie koszty nadzoru diagnostycznego przy zachowaniu najwyższych standardów technicznych,
 - spełnienie przepisów Urzędu Dozoru Technicznego,
 - zarządzanie wiedzą o stanie technicznym rurociągów „z jednego miejsca” np. inżynierii centrum usług wspólnych grupy elektrowni,
 - zapewnienie bezpiecznej pracy, przy niskich kosztach nadzoru diagnostycznego, rurociągów, których czas eksploatacji zamierza się przedłużyć ponad 300 000 godzin.
- Blok analityczny w Stacji Obiektowej LMSP przetwarza dane jw. generując okresowe raporty, do których za pośrednictwem połączenia VPN mogą być dołączane wnioski i zalecenia ekspertów Pro Novum.

Żeby korzystać z możliwości, jaką stwarzają nasze Systemy niekoniecznie trzeba je kupować.

Można kupować wyłącznie usługę, którą nazwaliśmy Zdalnym Serwisem Diagnostycznym.

Dostępne technologie informatyczne oraz szybkie łącza światłowodowe prawie całkowicie wirtualizują znaczną część usług zapewniając jednocześnie akceptowalny poziom bezpieczeństwa. To jedyna droga, aby atrakcyjną cenę powiązać z usługą na najwyższym poziomie technicznym.

Podsumowanie

Systemy diagnostyczne, wspólne dla elektrowni stanowiących grupę, to najważniejsze części systemów zarządzania wiedzą o stanie technicznym urządzeń energetycznych, a te z kolei to nieodzowne części systemów wspierania zarządzania grupą elektrowni. Powinny uzupełniać możliwości systemów klasy ERP lub/i być z nimi, w odpowiedni sposób, integrowane. Dotychczasowe wdrożenia platformy informatycznej LM System PRO+® pokazują, że jest to technicznie możliwe i może być użyteczne.

Informatyczne wsparcie systemów diagnostycznych i zarządzania wiedzą poprzez LM System PRO+® w PGE Górnictwo i Energetyka Konwencjonalna S.A., Oddział Elektrownia Turów

LM System PRO+® as an IT support for the diagnostic systems and knowledge management systems in PGE Górnictwo i Energetyka Konwencjonalna S.A., Oddział Elektrownia Turów

W czerwcu 2010 roku w *Elektrowni Turów* został wdrożony System Zarządzania LM System PRO+®. System ten stanowi narzędzie wspierające podejmowanie decyzji w zakresie planowania badań i remontów wybranego majątku produkcyjnego, umożliwiającego utrzymanie urządzeń energetycznych na akceptowalnym poziomie technicznym z uwzględnieniem dyspozycyjności i kosztów. System wdrożono na „nowych” blokach 1 – 6.

W Specyfikacji Technicznej do tego zadania zostały wyznaczone założenia, mające na celu:

- selekcję i możliwość zarządzania informacjami dotyczącymi stanu technicznego urządzeń,
- aktualizację informacji, ich archiwizowanie w postaci historii eksploatacji,
- uporządkowanie istotnych czynności związanych z utrzymaniem urządzeń poprzez System diagnostyczny, Planowanie badań i remontów i Analizę awaryjności,
- uporządkowanie i zapewnienie szybkiego dostępu do dokumentacji związanej ze stanem technicznym urządzenia (wyniki badań, ocena stanu technicznego, czynności remontowe),
- stworzenie warunków do przekształcenia dużej liczby rozproszonych informacji w wiedzę dotyczącą stanu technicznego majątku produkcyjnego,
- zapewnienie warunków do wdrożenia strategii remontowych opartych na:
 - aktualnym stanie technicznym urządzenia,
 - analizie niezawodności,
 - analizie ryzyka,
- zapewnienie warunków do wdrożenia systemu zaawansowanego wspomaganie zarządzania, obejmującego wiedzę o aktualnym i prognozowanym stanie majątku produkcyjnego.

Przed wdrożeniem Systemu Zarządzania LM System PRO+® informacje i wiedza o stanie technicznym urządzeń bloków energetycznych 1 – 6 były rozproszone w różnych systemach cyfrowych, takich jak:

- system Procontrol P14 dla bloków 1 – 3,
- system Melody dla boków 4 – 6,
- w uzupełniających systemach cyfrowych umożliwiających kontrolę prawidłowości przebiegu procesów oraz pracy urządzeń podstawowych, np.:
 - system firmy *Bentley Nevada* dla diagnostyki turbozespołów oraz pomp wody zasilającej,

- monitoring naprężeń dla elementów grubościennych kotłów – BOT kotłów,
- system kontroli emisji zanieczyszczeń w spalinach,
- system diagnostyki ciepło-przepływowej i prognozowania remontów urządzeń obiegu ciepłego turbin – DIAGRAM.

Dotychczas informacje i wiedza z diagnostyki postojowej nie były integrowane z informacjami pochodzącymi z systemów, które monitorują warunki pracy w zakresie cieplno-mechanicznym i chemicznym.

Pozostałe informacje o urządzeniach, jak np.: wyniki badań, schematy, wyniki przeglądów, istniały tylko w formie papierowej, wpięte w segregatory i tkwiące w szafach.

Obecnie szeroko rozumiana wiedza o stanie technicznym urządzeń, wyniki badań, wykonane czynności remontowe, historia eksploatacji, wiedza posiadana przez specjalistów poszczególnych branż jest archiwizowana, przetwarzana i wykorzystywana w LM System PRO+®.

W ramach umowy zawartej z *Przedsiębiorstwem Usług Naukowo-Technicznych Pro Novum Sp. z o.o.* została opracowana szczegółowa dokumentacja systemu opartego na LM System PRO+® w zakresie monitorowania stanu technicznego urządzeń, takich jak:

- kotły fluidalne bloków nr 1 – 6: rury ekranowe, komory ekranowe, walczaki,
- urządzenia pomocnicze kotłów bloków nr 1 – 6: urządzenia nawęglania, urządzenia odprowadzania popiołu.

System służy przede wszystkim wspieraniu specjalistów i inspektorów nadzoru w analizie wyników badań diagnostycznych. Zawiera moduły wyników badań (przedstawianych w postaci tabelarycznej jak i graficznej), moduły diagnozy i prognozy.

Wyniki powyższych badań przekazywane były dotychczas specjalistom w formie papierowej, w grubych tomach zawierających obliczenia wytrzymałościowe, protokoły pomiarów, wnioski i zalecenia co do dalszej eksploatacji.

Często nie można było odnaleźć szukanych wyników potrzebnych do szybkiej analizy.

Program posiada wbudowane moduły zarządzania:

- usterkami występującymi w elektrowni,
- wynikami badań zleconych przez specjalistów,
- dokumentacją eksploatacyjną urządzeń,

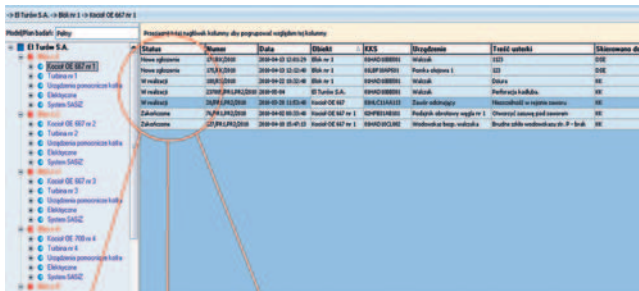
- biblioteką rysunków i schematów urządzeń.

Moduł zarządzania usterkami występującymi w elektrowni

Usterki występujące w urządzeniach pracujących w elektrowni zgłaszane są przez kierowników bloku w łatwy i czytelny sposób osobom nadzorującym pracę urządzeń. Wyeliminowanie obiegu papierowego zgłaszanych problemów eksploatacyjnych skróciło czas podejmowania decyzji co do dalszej pracy danego urządzenia lub elementu urządzenia. Natychmiastowe przydzielenie zgłaszanej awarii odpowiedniemu wydziałowi nadzoru przyspiesza przeprowadzenie oględzin i ustalenie zakresu naprawy.

Elektroniczny obieg usterek w elektrowni posiada wiele pozytywnów. Głównymi zaletami są:

- możliwość sprawdzania, na jakim etapie jest zgłoszona usterka (nowo zgłoszona, w realizacji, potwierdzenie zrealizowania przez zgłaszającego, zakończona),



Rys. 1

- możliwość stworzenia Karty Awaryjnej urządzenia, która służy do tworzenia statystyki awaryjności i dyspozycyjności.

KARTA ZAKŁÓCENIA PRACY URZĄDZENIA NR: 67/K-M/2011/01

Urządzenie: Kocioł OE 700 K-6 Data: 2011-07-15
 Element: 06HAC10 Podgrzewacz wody Opracował: Kuczek Marcin
 Oględzin dokonał: Bemberek Adam

Grupa funkcyjna: Podgrzewacz wody Klasa elementu: Podgrzewacz wody Liczba godzin pracy: 41496
 Uszkodzenie: Podgrzewacz wody, poziom ok. 30m, 11 pęczek, 93 i 94 plat liczą od str. lewej, pierwsze rury liczą od góry pęczka

Objaw: Nieszczelność Przyczyna: Erozja

Występienie awarii: 2011-06-26 08:40:00 Usunięcie awarii: 2011-07-07 11:06:29
 Otwarcie polecenia: 2011-06-26 11:06:40 Zamknięcie polecenia: 2011-07-06 11:06:35
 Data oddzielenia bloku/kolty wodnego: 2011-06-26 18:20:00 Data uruchomienia bloku/kolty wodnego: 2011-07-09 11:07:07

Oględziny miejsca awarii / Opis technologii naprawy:
 Przyczyną nieszczelności była erozja parowa wężownic podgrzewacza wody. Zainstalowany w tym rejonie zdmuchiwacz popiołu (pewniący rząd liczą od przodu komory II ciągu) po zakończonej pracy nie wysunął się z komory II ciągu. Występująca się z niego para pod wysokim ciśnieniem spowodowała erozję rur podgrzewacza wody i ich nieszczelność. Erozja wlotna: erozji wlotnej spowodowanej nieszczelnościami wężownic nie stwierdzono. Profilaktycznie skontrolowano wężownice będące w rejonie wspomnianego zdmuchacza.

Lokalizacja: Kociołownia Rodzaj usterek: Mechaniczna
 Firma: Ebur Senalis Koszt remontowy: 30000
 Zlecenie: Koszty produkcyjne: 0

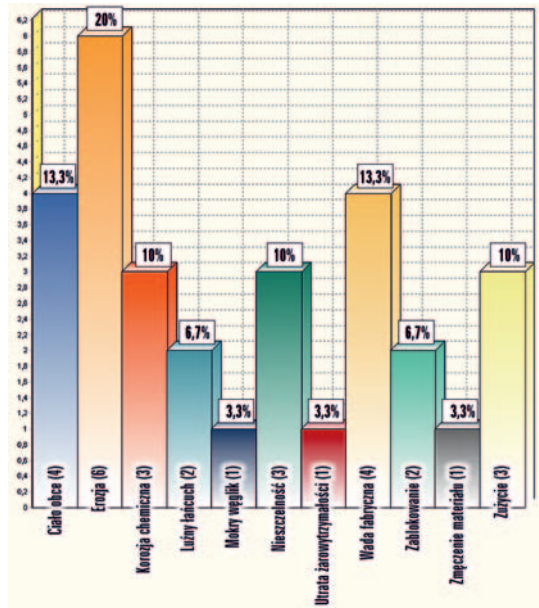
Próba: wodna TAK Parametr 1: 4 Parametr 2: 6 Parametr 3: 13
 Data: 2011-07-15 Uwagi specjalne:
 - wymiana 6 wstawek rur po ok. 1000 mm,
 - kontrola anodyzacyjna rejonu nieszczelności,
 - kontrola po spawaniu,

Archiwizacja bez dalszych działań: TAK
 Modyfikacja programów remontowych: NIE
 Dodatkowa analiza do wykonania w Mi: TAK
 Szkic (rysunek): 0
 Poświadczenie: 0
 Fotografie: 4

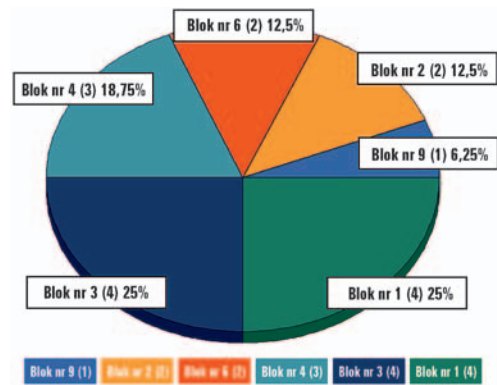
Wydrukowano dn. 2011-07-15 11:08:18

Rys. 2. Karta Zakłócenia Pracy Urządzenia

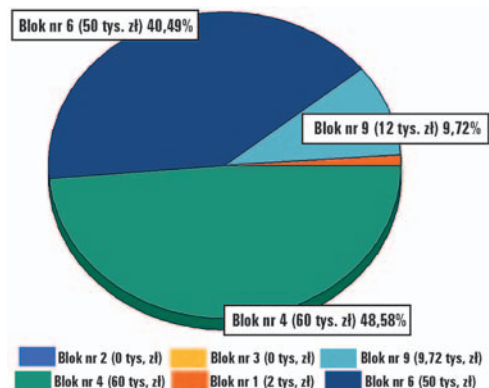
Istnieje możliwość elastycznego konfigurowania formy raportów w postaci statystyk, tablic, diagramów, wykresów, etc.



Rys. 3. Przykład diagramu przedstawiającego statystykę przyczyn awarii urządzeń, opisanych w „Kartach awaryjnych”, które zakłóciły prawidłową pracę bloków



Rys. 4. Liczba usterek odnotowanych na poszczególnych blokach



Rys. 5. Wielkość ponoszonych kosztów napraw spowodowanych wyłączeniami urządzeń

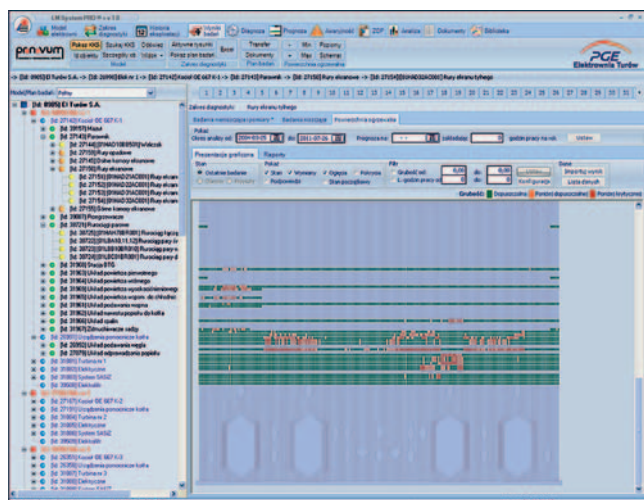
Moduł zarządzający wynikami badań

W module tym gromadzone są wszystkie zlecenia badań urządzeń i elementów objętych szczegółową kontrolą i nadzorem.

W *Elektrowni Turów* takimi układami są:

- układ ciśnieniowy (parownik, komory przegrzewaczy INTREX, walczaki, rurociągi energetyczne),
- układ odprowadzania popiołu (chłodnice boczne, chłodnice śrubowe),
- układ podawania węgla (przełożniki, podajniki, zasobniki węgla).

Podczas rocznej eksploatacji systemu dużo danych historycznych oraz na bieżąco przeprowadzanych pomiarach dotyczyło układu ciśnieniowego. Badania przeprowadzane na ww. układzie to przede wszystkim program badań opracowany przez specjalistów wydziału nadzoru kotłowego mający na celu ograniczenie i wyeliminowanie powstających nieszczelności. W każdym dłuższym postoju kotła badane są rury parownika w sposób pozwalający na bieżącą analizę ich stanu technicznego oraz aktualizację prognozy przez LM System PRO+®.

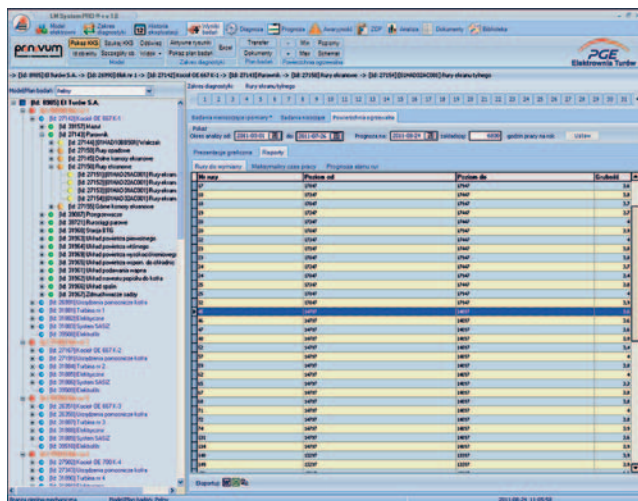


Rys. 6. Wprowadzone dane historyczne z 10 lat badań parownika (ściana tylna).

Na czerwono zaznaczono obszary najbardziej narażone na erozję

Analizując wyniki przeprowadzonych badań szczególną uwagę zaczęto zwracać na obszary nad kanałami powrotnymi z cyklonów na ścianie tylnej. W każdym następnym dłuższym postoju zlecane są pomiary grubości ścianek rur ekranowych ze specjalnym wskazaniem na obszary, w których zaobserwowano postępującą degradację erozyjną.

Na podstawie wprowadzonych danych do systemu wygenerowany został raport o ubytkach. W raporcie zostały ujęte rury przeznaczone do wymiany bądź też napawań (w zależności od przyjętej granicy minimalnej grubości ścianki). Raport jest w postaci tabelarycznej, który można eksportować do pliku EXCEL, WORD bądź też skopiować do innego dowolnego programu edytorskiego. Takie zestawienie przekazywane jest w formie zakresu prac wymagających wykonania do firmy, która zajmuje się naprawą lub też wymianą zerodowanych odcinków rur.

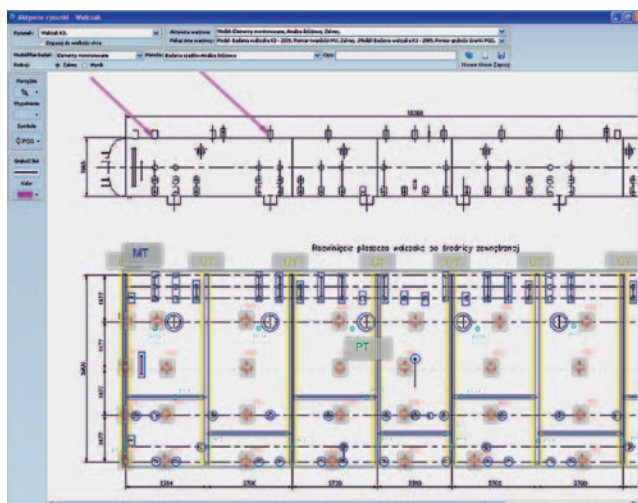


Rys. 7. Raport o ubytkach

Innym, bardzo pomocnym i docenianym zakresem jest nadzór nad stanem technicznym walczaków. Wyniki badań walczaków, które zostały przeprowadzane w *Elektrowni Turów*, zaimportowane na podstawie formatek do systemu, prezentują łatwy w odczycie stan obecny. Prezentacje graficzne służą specjalistom do szybkiego podejmowania decyzji co do zakresu i lokalizacji napraw.

W ten sposób można szybko zlokalizować:

- miejsca przeprowadzanych badań twardości i grubości ścianki,
- miejsca badań wizualnych, metalograficznych, ultradźwiękowych,
- miejsca z wynikami pomiarów odbiegającymi od wartości dopuszczalnych.



Rys. 8

Narzędziem równie istotnym, znajdującym się w opisie elementów, urządzeń i obiektów, jest „Karta urządzenia”. W takiej karcie po jednym kliknięciu widoczne są:

- zapisane wszystkie parametry urządzenia zgodnie z DTR,
- terminy przeprowadzanych badań oraz protokoły tych badań,

- diagnozy postawione na podstawie przeprowadzonych badań,
- aktualne prognozy trwałości,
- historia usterek i napraw o szerszym zakresie,
- odniesienia do schematów i rysunków dotyczących danego urządzenia lub elementu.

Blok nr 1	Kocioł OE 667 K-1	01HAD10BB501	
Walczak			
DANE KONSTRUKCYJNE			
Średnica zewnętrzna: 1	1840	Grubość: 80	
Materiał: 15NiCuMo			
PARAMETRY PRACY			
Czynnik: Temperatura (°C): 348 Ciśnienie (MPa): 16.2		Metal: Temperatura (°C): 350	
HISTORIA			
Czas pracy:	79512h	Termin ostatniego badania: 2011-06-20	
Liczba uruchomień:	190	Termin ostatniej oceny: 2011-07-12	
DIAGNOZY			
Stan po eksploatacji: Data:	2011-07-12	Diagnoza	
Stan po remoncie: Data:	2011-07-12	Diagnoza Naprawa Dalsza praca BO	
PROGNOZY			
<input type="checkbox"/> Następne badanie: 29235h <input type="checkbox"/> Trwałość: 139235h			
AWARIE			
Data wystąpienia:	Data usunięcia:	Przyczyna pierwotna:	
2011-03-04	2011-05-27	Inne	
DOKUMENTY			
Numer Zamawiający Temat	Rodzaj	Autor Wykonawca	Data
spr_2053-001-2011 Elektrownia Turów	Sprawozdanie	mgr inż. Filip Klepacki Pro Novum Sp. z o. o.	2011-07-20
Sprawozdanie z badań nieniszczących walczaka K1 spr_2053-001-2011.			
p_0575-188-02-2011 Elektrownia Turów	Protokół	Pro Novum Sp. z o. o.	2011-07-13
Protokół z badań metalograficznych p_0575-188-02-2011_rep.			
rap_0575-188-2011 Elektrownia Turów	Raport	Pro Novum Sp. z o. o.	2011-07-13
Raport z badań i pomiarów diagnostycznych rap_0575-188-2011			
p_0575-188-01-2011 Elektrownia Turów	Protokół	Pro Novum Sp. z o. o.	2011-07-08
Protokół z badań wizualnych p_0575-188-01-2011_vto.			

Rys. 9. Karta urządzenia

Moduł dokumentów

Moduł ten bardzo ułatwia pracę z dokumentacją dotyczącą urządzeń zainstalowanych w elektrowni. Powiązanie listy

urządzeń oraz filtrów, które służą odrzucaniu dokumentacji niezwiązanej z tą, której szukamy, niezwykle ułatwia przeszukiwanie zaimportowanych wcześniej dokumentów. Program ogranicza obieg dokumentacji papierowej i czas przesyłania sprawozdań, przynosi wymierne korzyści w postaci szybkiego odnajdywania Dokumentacji Techniczno-Ruchowej urządzeń potrzebnych przy zamówieniach i zmianach parametrów eksploatacyjnych oraz skraca czas w podejmowaniu decyzji.

Moduł biblioteki rysunków i schematów

Moduł ten, podobnie jak moduł opisany powyżej, jest również dużym ułatwieniem dla specjalisty opierającego się na dokładnych schematach, rysunkach czy też dokumentacji fotograficznej urządzeń. Rysunki i schematy niegdyś kreślone wyłącznie na papierze przechodzą już do „lamusa”. Dzisiejsze programy graficzne pozwalają – można stwierdzić w zależności od wyobraźni i możliwości technicznych projektanta – na konstruowanie, projektowanie i rysowanie schematów urządzeń w dowolnej skali i o dowolnych parametrach, w konsultacji z eksploatującym. Obieg elektroniczny jest nieporównywalnie szybszy i dokładniejszy w precyzowaniu żądanych zmian konstrukcyjnych. Dostęp do wymaganych schematów poprzez tworzenie bibliotek i powiązań w systemie zarządzania LM System PRO+® jest dużym ułatwieniem i eliminuje ilość przekazywanych wersji papierowych do elektrowni (przykładowo zamiast trzech, czterech i większej liczby kopii rysunków przekazywana jest płyta CD + 1 kopia wersji papierowej).

Pełne wykorzystanie możliwości Systemu nastąpi w niedalekiej przyszłości. Rozważa się zarówno rozszerzenie systemu na pozostałe elementy kotła i urządzenia bloku, jak również zaimplementowanie nowych funkcjonalności upraszczających obsługę.

Wojciech Brunné, Jerzy Trzeszczyński

Pro Novum Sp. z o.o.

Janusz Haliński

Geopomiar S.C.

Zdalna diagnostyka głównych rurociągów parowych bloków energetycznych

Remote diagnostics of main steam pipelines of power units

Zdalna diagnostyka urządzeń ciepłno-mechanicznych elektrowni, a w tym także głównych rurociągów parowych, wykorzystuje informacje pochodzące z dwóch źródeł:

- badania wykonywane podczas postoju urządzenia,

- analiza bieżących warunków pracy na podstawie monitorowania istotnych, z punktu widzenia trwałości urządzenia, w tym możliwości identyfikowania stanów awaryjnych, ciepłno-mechanicznych parametrów pracy.

Pierwsze źródło danych to diagnostyka, wykorzystująca badania nieniszczące, niszczące, pomiary geometrii oraz obliczenia do oceny stanu technicznego i opracowania prognozy trwałości elementów krytycznych.

Przy opracowaniu oceny stanu technicznego opieramy się na naszej, uzgodnionej z UDT, metodyce postępowania w formie:

- instrukcji badań i pomiarów diagnostycznych oraz oceny stanu technicznego rurociągów wysokoprężnych i wysokotemperaturowych w elektrowniach i elektrociepłowniach [1],
- rekomendacji w zakresie kwalifikowania urządzeń ciepłno – mechanicznych bloków 200 MW w PKE S.A. do pracy do 350 000 godzin [2].

Drugie źródło danych to monitorowanie w trybie on line wybranych parametrów pracy rurociągów, co pozwala na ocenę ich bieżącego stanu technicznego oraz aktualizację prognozy trwałości.

Na temat oceny stanu technicznego rurociągów istnieje bogata literatura techniczna, m.in. [3 – 5]. Zdalna diagnostyka nie wprowadza w tym zakresie dodatkowych wymagań. Każdy, poprawny sposób określenia stanu technicznego rurociągów i ich prognozy trwałości może stanowić podstawę do kontynuowania ich bieżącej oceny w sposób zdalny – bezobsługowy.

Koncepcja zdalnej diagnostyki rurociągów parowych

Istotą zdalnej diagnostyki jest wybór parametrów pracy, których bieżące wartości można powiązać z warunkami pracy istotnie wpływającymi na stan techniczny poszczególnych elementów oraz całej konstrukcji. Następnie należy opracować algorytmy ich przetwarzania oraz kryteria oceny wyników obliczeń. Posiadając aktualną ocenę stanu technicznego rurociągów można zsynchronizować procesy:

- technologiczny,
- diagnostyki,

w taki sposób, że każde – istotne z punktu widzenia potencjalnego ubytku trwałości – „zdarzenia eksploatacyjne” może być w trybie „on line” analizowane pod kątem zmiany stanu technicznego i redukcji prognozy trwałości. Wymaga to integracji, za pośrednictwem bloku analitycznego, dwóch wyżej opisanych źródeł danych.

Charakterystyczną cechą rurociągów parowych jest to, że nie wystarczy analizować ciepłno-mechaniczne warunki pracy poszczególnych ich elementów, żeby mieć prawdziwy (pełny) obraz ich stanu technicznego. Należy jeszcze dysponować odpowiednimi informacjami dotyczącymi przemieszczeń cieplnych całej instalacji.

Fotogrametryczny system detekcji przemieszczeń, opis techniczny

Fotogrametryczny system detekcji przemieszczeń służy do ciągłych, automatycznych pomiarów przemieszczeń różnego typu obiektów. Dedykowany jest w szczególności do pomiarów przemieszczeń reperów, zastabilizowanych na rurociągach parowych bloków energetycznych.

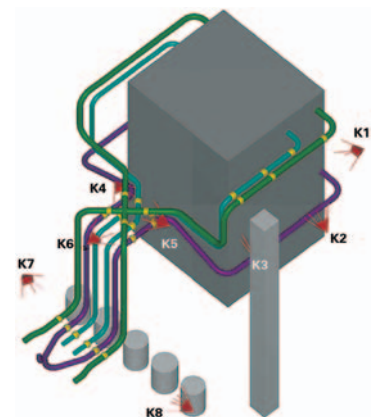
System zbudowany jest z zespołu kamer przemysłowych i jednostki sterującej (komputera). Kamery są połączone systemem kabli i przekaźników z jednostką sterującą, na której zainstalowane jest odpowiednie oprogramowanie. W skład systemu wchodzi ponadto repery pomiarowe zastabilizowane na badanym obiekcie oraz repery odniesienia. Repery pomiarowe przewidziane dla pomiarów rurociągów parowych to stalowe trzpienie przyspawane do rurociągu. W celu prawidłowej detekcji obrazu, repery muszą posiadać kuliste końcówki. Podobną budowę muszą mieć również repery odniesienia, z tym, że montowane będą one na stałych elementach konstrukcyjnych (ściany, słupy itp.).

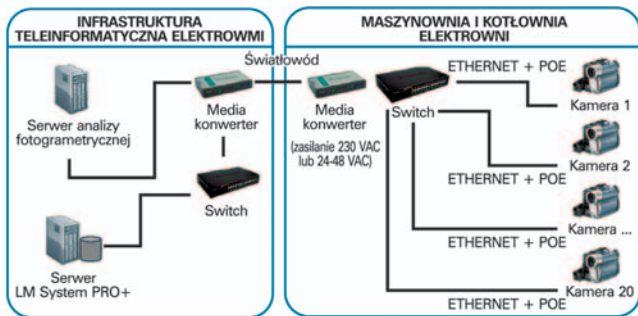
Działanie systemu polega na cyklicznej rejestracji obrazu, detekcji położenia reperów pomiarowych i obliczeniu ich współrzędnych. Po uruchomieniu systemu cykle wykonywane są w sposób ciągły – po wykonaniu jednego cyklu automatycznie wykonywany jest cykl kolejny. Każdy cykl składa się z trzech zasadniczych etapów.

- **Etap wykonania zdjęć** – w ramach tego etapu każda kamera wykonuje zdjęcie, które następnie przesyłane jest do komputera i zapisywane na dysku w postaci pliku jpg. Wykonanie zdjęć jest synchronizowane – wszystkie kamery wykonują zdjęcia w tym samym czasie,
- **Etap detekcji obrazu** – podczas tego etapu wykonywana jest analiza obrazów z wszystkich kamer. W efekcie otrzymuje się współrzędne tłowe (w układzie zdjęcia) reperów pomiarowych i reperów odniesienia dla każdej z kamer. Współrzędne te zapisywane są w plikach tekstowych na dysku komputera,
- **Etap analityczny** – etap ten dzieli się na dwie części:
 - obliczenie elementów orientacji kamer – wykorzystuje się tutaj współrzędne tłowe reperów odniesienia; w części tej korygowane są i eliminowane ewentualne drobne zmiany położenia i orientacji kamer, wywołane np. drganiami;
 - obliczenie współrzędnych reperów pomiarowych – wykorzystuje się tutaj współrzędne tłowe tych reperów oraz obliczone wcześniej elementy orientacji kamer; w efekcie otrzymuje się terenowe współrzędne reperów pomiarowych w przyjętym przestrzennym układzie XYH.

Przykład rozmieszczenia kamer na głównych rurociągach parowych bloku 200 MW przedstawiono na rysunku 1, a panel fotogrametryczny na rysunku 2.

Rys. 1. Schemat rozmieszczenia reperów oraz kamer do śledzenia ich przemieszczeń na głównych rurociągach parowych bloku 200 MW





Rys. 2. Panel fotogrametryczny

Blok analityczny

Blok analityczny usytuowany jest w Stacji Obiektowej LMSP, która zintegrowana jest z siecią IT elektrowni oraz poprzez VPN z serwerem Platformy Informatycznej LM System PRO+® w *Pro Novum*. Jeśli elektrownia/centrum zarządzania grupą elektrowni posiada wymieniony system informatyczny, to integracja z serwerem *Pro Novum* nie jest konieczna, chyba, że eksperci *Pro Novum* realizują maintenance w zakresie informatycznym oraz support ekspercki.

Koncepcja platformy informatycznej LM System PRO+® oraz przykłady jej obiektowych aplikacji były m.in. prezentowane na poprzednich Sympozjach organizowanych przez *Pro Novum* oraz opublikowane w Biuletynie *Pro Novum* na łamach *Energetyki* [6 – 7] i w innych czasopismach branżowych [8 i 9].

Analiza sygnałów fotogrametrycznych oraz wybranych danych ruchowych odbywa się pod kontrolą programu LM Serwis PRO, stanowiącego jeden z pakietów funkcjonalnych platformy informatycznej LM System PRO+ (rys. 3).



Rys. 2. Panel fotogrametryczny

Efektom pracy systemu są automatycznie generowane okresowe raporty, które w najbardziej nieabsorbującej obsłudze wersji generują komunikat typu: poprawnie/nieprawidłowo.

Raporty mogą być komentowane przez ekspertów w formie wniosków i zaleceń.

Podsumowanie

Możliwości systemu bezobsługowej diagnostyki on-line rurociągów parowych

- Monitorowanie istotnych, z punktu widzenia trwałości (żywności) elementów krytycznych, parametrów pracy.
- Monitorowanie zachowania się całej konstrukcji, pośrednio, także stanu zamocowań rurociągów.

- Czas pracy rurociągów, w tym czas pracy „pod ciśnieniem – bez przepływu” dla części rurociągów występujących w takich stanach pracy.
- Identyfikacja stanów pracy bloku.
- Wykrywanie stanów awaryjnych w postaci tzw. uderzeń hydraulicznych i/lub wodnych.
- Identyfikacja źródeł pochodzenia zakłóceń jw.
- Bieżąca aktualizacja prognozy trwałości (żywności).
- Aktualny stan techniczny rurociągów.
- Automatyczne dokumentowanie historii eksploatacji.
- Rozwiązywanie indywidualnych problemów, np. dopuszczalnego oddziaływania rurociągów na turbinę, poprawności regulacji zamocowań, etc.

Podstawowe warunki wdrożenia zdalnej diagnostyki rurociągów

- Rurociągi posiadają aktualną ocenę stanu technicznego oraz prognozę dalszej eksploatacji.
 - Instalacja reperów i kamer do śledzenia przemieszczeń rurociągów.
 - Instalacja Stacji Obiektowej LMSP w elektrowni.
 - Ustanowienie połączenia VPN Stacji Obiektowej LMSP z serwerem w *Pro Novum* na czas uruchomienia systemu i supportu eksperckiego (opcja) lub serwerem Platformy Informatycznej w centrum zarządzania grupy elektrowni, jeśli wyposażono się wcześniej w takie oprogramowanie.
- Uwaga: Do czasu instalacji reperów i kamer system może spełniać swoją funkcję wykorzystując moduł wykrywania i identyfikacji zakłóceń na podstawie typowych parametrów ruchowych.

Korzyści z wdrożenia zdalnej diagnostyki rurociągów parowych

- Bezobsługowy nadzór nad stanem technicznym rurociągów.
- Ocena aktualnego stanu technicznego rurociągów na podstawie wszystkich istotnych informacji diagnostycznych i eksploatacyjnych.
- Niskie koszty nadzoru diagnostycznego przy zachowaniu najwyższych standardów technicznych.
- Spełnienie przepisów Urzędu Dozoru Technicznego.
- Zarządzanie wiedzą o stanie technicznym rurociągów „z jednego miejsca”, np. inżynierii centrum usług wspólnych grupy elektrowni.
- Zapewnienie bezpiecznej pracy, przy niskich kosztach nadzoru diagnostycznego, rurociągów, których czas eksploatacji zamierza się przedłużyć ponad 300 000 godzin.

LITERATURA

- [1] Instrukcja badań i pomiarów diagnostycznych oraz oceny stanu technicznego rurociągów wysoko-prężnych i wysokotemperaturowych w elektrowniach i elektrociepłowniach. Instrukcja *Pro Novum* nr I/PN-122/1
- [2] PN/90/2522/2010 Rekomendacje w zakresie kwalifikacji urządzeń cieplno-mechanicznych bloków 200 MW w *PKE S.A.* do pracy do 350 000 godzin. Katowice 2011

- [3] Brunné W.: Stały nadzór nad stanem technicznym rurociągów wysokoprężnych w elektrowniach i elektrociepłowniach. *Energetyka* 2002, nr 11
- [4] Brunné W.: Możliwości wydłużania żywotności głównych rurociągów parowych do założonego czasu pracy. *Energetyka* 2002, nr 12
- [5] Brunné W., Zbroińska-Szczechura E.: Rekomendacje w zakresie badań i oceny stanu technicznego urządzeń ciepłno-mechanicznych podlegających Urzędowi Dozoru Technicznego, których czas pracy może przekroczyć 300 000 godzin. XII Sympozjum Informacyjno-Szkoleniowe „Diagnostyka i remonty długo eksploatowanych urządzeń energetycznych”, Wisła 2010
- [6] Trzesczyński J.: LM System PRO[®] jako nieodzowna część systemów wspomagania zarządzania elektrownią. VIII Sympozjum Informacyjno-Szkoleniowe „Diagnostyka i remonty długo eksploatowanych urządzeń energetycznych. Jak długo mogą jeszcze pracować stare urządzenia ciepłno-mechaniczne?”, Ustroń 2006
- [7] Trzesczyński J.: Concept and Present State of Implementation of LM System PRO[®] – the System Supporting Maintenance of Thermo-Mechanical Power Equipment. 3rd ETC Generation and Technology Workshop “Life Time Management of Pressurized Equipment”, Dublin, Irlandia 2007
- [8] Trzesczyński J., Murzynowski W., Białek S.: LM System PRO[®]+ oprogramowanie wspierające zarządzanie majątkiem produkcyjnym elektrowni. *Nowa Energia* 2009, nr 5
- [9] Trzesczyński J., Murzynowski W., Białek S.: Zarządzanie wiedzą o stanie technicznym majątku produkcyjnego grupy elektrowni z wykorzystaniem platformy informatycznej LM System PRO[®]+. XII Sympozjum Informacyjno-Szkoleniowe „Diagnostyka i remonty urządzeń ciepłno-mechanicznych elektrowni. Modernizacje urządzeń energetycznych w celu przedłużenia ich eksploatacji powyżej 300 000 godzin”. Wisła 2010

Paweł Gawron, Sylwia Danisz

Pro Novum Sp. z o.o.

Uszkodzenia typu FAC (Flow Accelerated Corrosion) a bezpieczeństwo pracy w kontekście przedłużania czasu pracy urządzeń

Flow Accelerated Corrosion (FAC) a work safety in the context of lifetime extension of power equipment

Problem uszkodzeń elementów układów technologicznych elektrowni i elektrociepłowni powodowanych zjawiskiem FAC (Flow Accelerated Corrosion, korozjo-erozji) jest znany w energetyce od ponad 40 lat, a sam mechanizm niszczenia jest obecnie dobrze zdefiniowany wraz z określeniem czynników krytycznych dla wystąpienia tego niekorzystnego i groźnego w efektach zjawiska. Problem FAC dotyczy zarówno jednostek konwencjonalnych z różnymi układami pracy kotłów (kotły parowe, kotły odzysknicowe), jak również jednostek atomowych. Pomimo obecnego, bardzo dobrego rozpoznania podstaw zjawiska FAC w zakresie przyczyn, mechanizmu oraz lokalizacji uszkodzeń, w dalszym ciągu stwierdza się przypadki powtarzających się podobnych uszkodzeń w obszarach, w których występowały poprzednio. Przyczyn takiego stanu rzeczy może być wiele, lecz najczęstsze wskazują na:

- brak zrozumienia charakteru zjawiska oraz roli czynników koniecznych do wystąpienia,

- błędną interpretację charakteru historycznych uszkodzeń,
- brak podejmowania działań eliminujących przyczynę, a nie skutek uszkodzenia,
- utrzymywanie „status quo” w zakresie korekcji fizykochemicznego czynnika obiegowego bez względu na charakter stwierdzanych uszkodzeń,
- brak reakcji po modyfikacjach konstrukcji urządzeń, w tym zmian materiałów konstrukcyjnych, w zakresie utrzymywanych parametrów fizykochemicznych czynnika obiegowego.

Finalnym efektem procesów niszczenia powodowanych przez FAC, oprócz szeregu bezpośrednio związanych innych typów uszkodzeń, są rozerwania stalowych elementów układów technologicznych (rurociągów, płaszczy zbiorników itp.) skutkujących wpływem czynnika obiegowego do otoczenia.

W tabeli 1 zamieszczono zestawienie najczęstszych obszarów występowania uszkodzeń typu FAC (jednofazowego i dwufazowego) dla jednostek konwencjonalnych.

Jak wynika z powyższego zestawienia obszar występowania uszkodzeń typu FAC w układach konwencjonalnych ograniczony jest do układu zasilającego (rurociągów głównych i pomocniczych, podgrzewaczy regeneracyjnych, odgazowywaczy), a więc elementów poza głównymi urządzeniami wytwórczymi. Z uwagi na typową lokalizację powyższych elementów w planie przestrzennym elektrowni/elektrociepłowni pokrywającą się zwykle z ciągami komunikacyjnymi oraz liczbę stwierdzanych uszkodzeń typu FAC przy bardzo poważnych skutkach, jakie mogą one nieść za sobą (w historii energetyki zanotowano wiele wypadków, w tym śmiertelnych na skutek uszkodzeń typu FAC), wskazanym jest podjęcie działań pozwalających na lepsze zrozumienie zjawiska z identyfikacją faktycznego stanu elementów w obszarach potencjalnych uszkodzeń. Nawet niewielkie uszkodzenia typu FAC wymagają podjęcia działań korekcyjnych, aby ograniczyć ich wpływ na bezpieczeństwo pracy oraz niezawodność i dyspozycyjność urządzeń. Ma to szczególnie ważne znaczenie w przypadku długo eksploatowanych jednostek energetycznych w niesprawdzonych obszarach, gdzie uszkodzenia typu FAC są prawdopodobne, a nie zostały do chwili obecnej stwierdzone lub wystąpiły i nie zostały zidentyfikowane jako uszkodzenia typu FAC.

Realizowane obecnie lub planowane modernizacje bloków 200 MW (jak również 120 MW) mające na celu wydłużenie czasu ich pracy do 350 tys. godzin (i więcej), czyli perspektywę dalszej ich ok. 20-letniej eksploatacji, nastawione są na spełnienie wymagań ochrony środowiska w zakresie emisji zanieczyszczeń (NO_x , SO_x , CO_2) i obejmują swym zakresem przede wszystkim główne urządzenia wytwórcze. Zakres działań remontowych w układach wody zasilającej (rurociągi główne i pomocnicze, wymienniki ciepła, zbiorniki wody zasilającej i odgazowywacze), czyli obszary potencjalnie narażone na FAC, z wyjątkiem koniecznych wymian wkładów rurowych wymienników (w tym kondensatorów turbinowych) jest symboliczny. W efekcie czas pracy niektórych elementów układów wody zasilającej często jest równy z całkowitym, dotychczasowym czasem eksploatacji danej jednostki, a w perspektywie pozostaje dalsze kilkadziesiąt lat pracy. W sytuacji tej prawdopodobieństwo wystąpienia uszkodzeń (także tych na rurociągach największych średnic)

znacząco wzrasta i musi być brane pod uwagę z uwagi na bezpieczeństwo pracy ludzi i urządzeń.

Mechanizm, skutki

Odporność korozyjna elementów stalowych w układach wody zasilającej uzależniona jest od wytworzenia się właściwych, tlenkowych warstewek ochronnych. W zależności od warunków fizykochemicznych panujących w obiegu rodzaj tlenków (a także wzajemny ich udział) wchodzących w skład tej warstwy może być różny. Proces niszczenia na skutek FAC rozpoczyna się w momencie, kiedy istniejąca warstwa ochronna magnetytu ulega „rozpuszczeniu” w przepływającym turbulentnie strumieniu wody (FAC jednofazowe) lub mokrej pary (FAC dwufazowe). Proces ten prowadzi do redukcji grubości warstewki ochronnej, a w dalszym etapie do szybkiego ubytku grubości ścianki. Możliwość wystąpienia zjawiska FAC jest o tyle groźna, że szybkość ubytku grubości materiału może sięgać 3 mm/rok, uszkodzenie następuje nagle i może mieć katastrofalny wymiar (głównie ze względu na możliwe miejsca występowania).

Występowanie zjawiska FAC w danym obszarze w żadnej mierze nie wyklucza możliwości występowania innych rodzajów korozji (pitting, zmęczenie korozyjne i termiczne, korozja podosadowa, kawitacja i inne).

Intensywność procesu niszczenia (FAC jednofazowy) jest zależna od wzajemnej interakcji trzech podstawowych czynników:

- warunków fizykochemicznych w układzie wody zasilającej
 - potencjał utleniająco-redukcyjny
 - odczyn pH
- hydrodynamiki przepływu czynnika w danym obszarze
 - prędkość przepływu
 - geometria
 - temperatura
- rodzaju materiałów konstrukcyjnych.

Warunki fizykochemiczne

Tworzenie się odpowiednio trwałej warstewki ochronnej tlenków na powierzchniach metalu uzależniona jest od stosowanej korekcji chemicznej wody. W zależności od charakterystyki danego układu, w tym głównie obecności

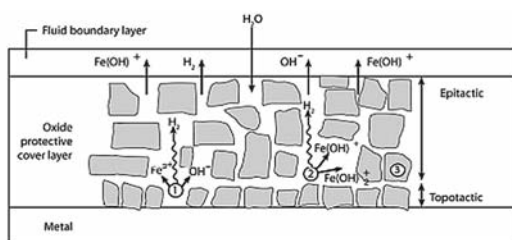
Tabela 1

FAC jednofazowe		FAC dwufazowe	
Element	%	Element	%
Rurociągi wody zasilającej	24	Odwodnienia rurociągów niskociśnieniowych	57
Rurociągi w obrębie odgazowywaczy i pomp zasilających	36	Odwodnienia rurociągów wysokociśnieniowych	64
Rurociągi do schładzaczy pary	24	Odwodnienia pomocnicze i awaryjne, przelewy	10
Rury podgrzewaczy wody na styku z komorami dolotowymi	2	Korpusy odgazowywaczy	50
		Korpusy podgrzewaczy regeneracyjnych niskoprężnych	2
		Korpusy podgrzewaczy regeneracyjnych wysokoprężnych	1

lub nie metali nieżelaznych, rodzaj prowadzonej korekcji chemicznej czynnika wpływa na wielkość potencjału utleniająco-redukcyjnego.

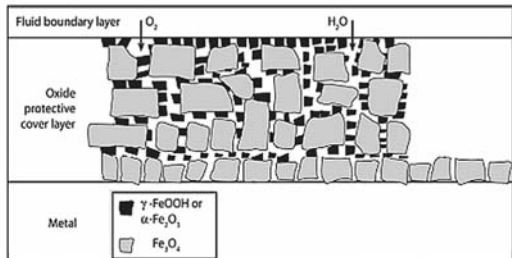
W układach, w których dozowane są środki redukcyjne, a tym samym ilość obecnego tlenu w układzie jest bliska zeru, maleje wartość potencjału utleniająco-redukcyjnego i wzrasta prawdopodobieństwo wystąpienia FAC. Z drugiej strony utrzymanie redukcyjnych warunków środowiska jest konieczne dla zabezpieczenia elementów wykonanych ze stopów miedzi, stąd w układach technologicznych, w których są one obecne, nie ma możliwości całkowitego wyeliminowania zjawiska FAC tylko poprzez ingerencję w parametry fizykochemiczne czynnika obiegowego.

Na rysunku 1 przedstawiono mechanizm tworzenia oraz morfologię warstwek ochronnych w warunkach redukcyjnych i utleniających.

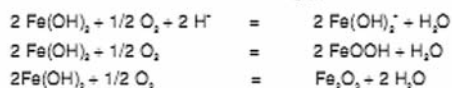


Warunki redukcyjne

- 1 $Fe = Fe^{2+} - 2e^{-}$
 $2 H_2O + 2e^{-} = 2 OH^{-} + H_2$
- 2 $Fe^{2+} + OH^{-} = Fe(OH)^{+}$
 $2 Fe(OH)^{+} + 2 H_2O = 2 Fe(OH)_2 + H_2$
- 3 $Fe(OH)^{+} + 2 Fe(OH)_2 + 3 OH^{-} = Fe_3O_4 + 4 H_2O$



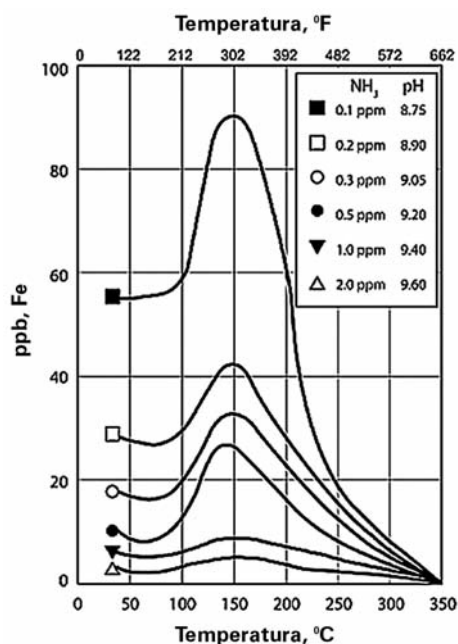
Warunki utleniające



Rys. 1

W warunkach redukcyjnych warstwekę ochronną materiału (w temperaturach poniżej 300°C) stanowi praktycznie magnetyt. Jego tworzenie związane jest z bezpośrednią reakcją żelaza z wodą oraz dyfuzją jonów żelaza poprzez porowate, już wytworzone tlenki. W normalnych warunkach szybkość procesu warunkowana jest szybkością procesu dyfuzji, aż do osiągnięcia warunków równowagi. Trwałość warstewki magnetytowej jest również ściśle związana z odczynem pH i dla warunków temperaturowych, jak w typowych układach wody zasilającej, minimum rozpuszczalności osiągane jest dla wartości ok. 9,4 – 9,6.

Na rysunku 2 przedstawiono zależność rozpuszczalności magnetytu w funkcji pH i temperatury.



Rys. 2

W warunkach utleniających (potencjał utleniająco-redukcyjny > 0 mV) porowata warstwa magnetytowa „uszczelniana” jest tworzącymi się tlenkami typu FeOOH i Fe₂O₃ ograniczając tym samym możliwość dyfuzji jonów żelaza od powierzchni metalu do czynnika obiegowego. Z uwagi na blisko dwa rzędy mniejszą rozpuszczalność tych tlenków w porównaniu z magnetytem utrzymywanie środowiska utleniającego (w układach gdzie jest to możliwe) zmniejsza, a nawet zatrzymuje postęp FAC, który przy niskim potencjale utleniająco-redukcyjnym i analogicznych warunkach hydrodynamicznych miałby miejsce.

W laminarnych warunkach przepływu warstewki ochronne wytworzone tak w warunkach utleniających jak i redukcyjnych zabezpieczają w dostatecznym stopniu powierzchnię metalu. Zjawisko FAC związane jest nierozdzielnie z pracą elementów układu w warunkach redukcyjnych w obszarach, w których temperatura pracy przypada na maksimum rozpuszczalności magnetytu (ok. 150°C).

W turbulentnych warunkach przepływu czynnika (FAC jednofazowy), będących w głównej mierze efektem zmian geometrii układu (kolana, trójniki, zawory, redukcje, kryzy itp.), naruszona zostaje równowaga pomiędzy szybkością przyrostu warstwek ochronnych a ich „zmywaniem” przez strumień czynnika. Przyrost warstewki magnetytowej jest zbyt wolny, aby zrekomensować starty na grubości warstewki ochronnej, która tym samym w niedostatecznym stopniu chroni powierzchnię metalu. Proces może trwać aż do całkowitego pozbawienia materiału warstewki ochronnej, co daje charakterystyczne obrazy uszkodzeń typu FAC.

Na rysunku 3 przedstawiono typowe obrazy uszkodzeń elementów powodowanych przez FAC jednofazowe.

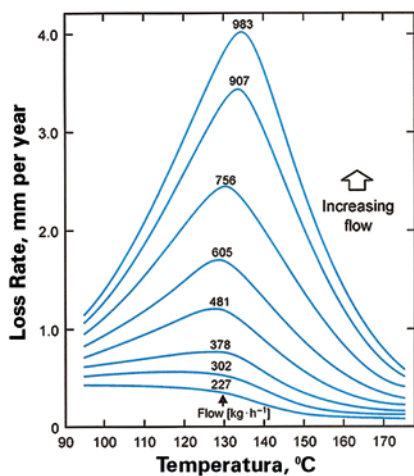


Rys. 3

Hydrodynamika przepływu

Oprócz ww. czynników chemicznych na intensywność procesów typu FAC wpływają również hydrodynamiczne warunki przepływu strumienia czynnika obiegowego, a w szczególności:

- temperatura czynnika, która oprócz wpływu na rozpuszczalność magnetytu, wpływa na właściwości czynnika obiegowego (gęstość, lepkość, wartość współczynnika przenikania masy i inne),
- prędkość przepływu, która nie ma prostego przełożenia na intensywność procesu niszczenia, ale ma związek z turbulencją strumienia czynnika obiegowego; na rysunku 4 przedstawiono zależność szybkości ubytku materiału w funkcji prędkości przepływu i temperatury;



Rys. 4

- transport masy, charakteryzujący wielkość transportu materiału (głównie magnetytu) z powierzchni elementu do czynnika obiegowego;
- geometria, „lokalizująca” miejsce prawdopodobnego wystąpienia uszkodzeń typu FAC; specyficzne układy geometryczne przyczyniają się do zwiększania transferu masy wskutek lokalnych zmian w prędkości i turbulencji przepływu; doświadczenia wskazują, że uszkodzenia typu FAC nie zachodzą praktycznie na odcinkach prostych, a głównie w miejscach hydrodynamicznych zaburzeń przepływu; korelację pomiędzy wielkościami charakterystycznymi przepływu, geometrią układu a wielkością transferu masy opisuje szereg liczb kryterialnych (m.in. Sherwooda, Reynoldsa), co pozwala na algorytmiczne zdefiniowanie i zlokalizowanie potencjalnych miejsc uszkodzeń w danym układzie technologicznym.

Materiały konstrukcyjne

Typowe materiały konstrukcyjne używane w układach wody zasilającej (stale ferrytyczne) są podatne na uszkodzenia typu FAC. Jednak już niewielki dodatek chromu (również miedzi i molibdenu), na skutek zmiany morfologii warstewki tlenkowej (tworzenie się spineli żelazowo – chromowych) znacząco podnosi odporność materiału na tego typu uszkodzenia. Doświadczenia wskazują, że przy zawartości chromu na poziomie 1 – 1,25% wag., uszkodzenia typu FAC nie występują, ale już dodatek ok. 0,1% wag. Cr powoduje znaczną redukcję możliwości wystąpienia tego typu uszkodzeń. Z powyższego faktu wynika, że racjonalne jest zastępowanie uszkodzonych na skutek FAC fragmentów układu elementami wykonanymi ze stali z zawartością chromu na poziomie ok. 1,25% wag.

Uszkodzenia na skutek turbulentnego przepływu czynnika dwufazowego (FAC dwufazowy) zachodzą ilekroć turbulentny strumień mieszanki wodno-parowej wchodzi w kontakt z powierzchnią stali węglowej. Mechanizm oraz czynniki wpływające na uszkodzenia są podobne jak w przypadku przepływu jednofazowego z tą różnicą, że proces zachodzi najintensywniej w obszarach o wyższej temperaturze (175 – 180°C), a na skutek niekorzystnego współczynnika podziału zawartości amoniaku i tlenu pomiędzy fazą ciekłą i parową, utrzymywanie reżimu utleniającego nie prowadzi do ograniczenia intensywności procesu niszczenia. Generalnie przepływ dwufazowy charakteryzuje się większą turbulencją od jednofazowego, stąd intensywność zjawiska może być większa. Obraz uszkodzenia jest odmienny jak dla przepływu jednofazowego, jednak nadal charakterystycznych dla uszkodzeń typu FAC (rys. 5).

Oprócz faktu niszczenia elementów układu wody zasilającej na skutek FAC, produkty korozji z tych procesów są wprowadzane wraz z wodą zasilającą do kotła powodując przyspieszony wzrost ilości zanieczyszczeń na wewnętrznych powierzchniach rur ekranowych. Powoduje to przyczynowy związek pomiędzy ilością gromadzących się produktów korozji w kotle a występowaniem korozji rur ekranowych, szczególnie w miejscach o dużej gęstości strumienia cieplnego.



Rys. 5

Możliwe rozwiązania

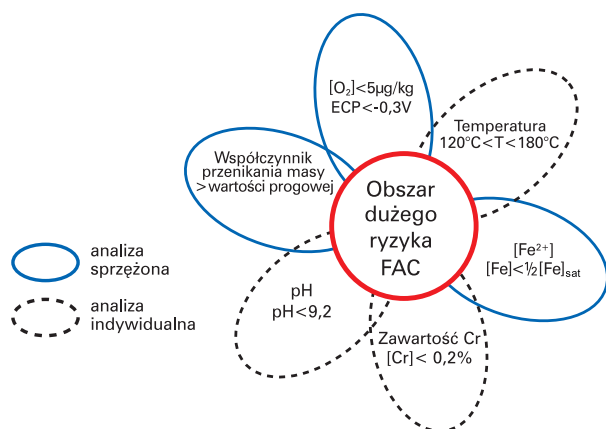
Krótkoterminowe

W przypadku stwierdzenia uszkodzenia jedynym możliwym działaniem jest wymiana uszkodzonego elementu, z tym, że wymiana może być dokonana z użyciem elementu wykonanego z tego samego materiału lub, co jest wysoce wskazane, ze stali o zawartości chromu powyżej 1,25% wag. Działanie takie likwiduje możliwość wystąpienia kolejnych uszkodzeń w danym obszarze, pozostawienie starego materiału odsuwa jedynie w czasie moment kolejnej usterki.

Długoterminowe

Jakiegokolwiek działania długoterminowe mające na celu minimalizację zjawiska FAC muszą być skorelowane z faktycznym stanem urządzeń w układzie wody zasilającej i rodzajami materiałów w nim występujących.

Na rysunku 6 przedstawiono zestawienie głównych czynników wpływających na intensywność zjawiska FAC.



Rys. 6

Kontrola jednego lub dwóch powyższych czynników z utrzymaniem ich wartości poza obszarem niebezpiecznym (dla danego elementu w układzie wody zasilającej) pozwala na kontrolę zjawiska FAC i praktyczne wyeliminowanie możliwości jego wystąpienia.

W praktyce z uwagi na znaczące ograniczenia (np. brak możliwości zmiany geometrii układu, ograniczenia przepływu itp.), tylko niektóre z wyżej wymienionych czynników są modyfikowalne. Największe pole manewru dotyczy zastępowania elementów zidentyfikowanych jako krytyczne dla FAC na wykonane z materiałów odpornych na ten rodzaj uszkodzeń oraz fizykochemicznych warunków w układzie wody zasilającej związanych z rodzajem prowadzonej korekcji chemicznej

czynnika. O ile w układach bez metali nieżelaznych dobrym i w większości przypadkach możliwym rozwiązaniem jest utrzymywanie wartości potencjału utleniająco-redukcyjnego w zakresie 0 mV – 100 mV, to w układach z elementami nieżelaznymi sytuacja jest bardziej skomplikowana.

Podsumowanie

Pomimo dobrego rozpoznania zjawiska erozjo-korozji (FAC) uszkodzenia tego typu są w dalszym ciągu szeroko spotykane, a zniszczenia przez nie powodowane mogą być bardzo znaczące i niebezpieczne dla ludzi.

W długo eksploatowanych jednostkach energetycznych prawdopodobieństwo wystąpienia uszkodzeń na skutek FAC znacząco wzrasta również w obszarach, w których do chwili obecnej tego typu uszkodzeń nie stwierdzano.

Systemowa kontrola zjawiska FAC jest możliwa do realizacji, wymaga jednak objęcia swym zasięgiem szerokiego zakresu skorelowanych zagadnień (chemicznych, materiałowych, badawczych i innych).

LITERATURA

- [1] Power Plant Boilers Maintenance, Inspection and Monitoring. London 2006
- [2] Dobosiewicz J.: Niektóre procesy fizykochemiczne zachodzące na powierzchni kotłów walczakowych, IX Konferencja N-T. Szczyrk 2003
- [3] McIntyre S. M.: Boiler tube failures, Boston. New Jersey Ashland 2006
- [5] Recommendations for an effective Flow Accelerated Corrosion program, EPRI, 1996
- [6] Guidelines for controlling flow-accelerated corrosion in fossil and combined cycle plants, EPRI, Palo Alto, CA:2005, 1008082
- [7] Dooley Barry R., Shields Kevin J., Shulder Stephen J.: Lesson learned from fossil FAC Assessments, *Power Plant Chemistry* 2010, 12(9)
- [8] Uchida S., Naitoh M, Okada H., Uehara Y., Kosizuka S., Svoboda R., Lister D.: Effects of water chemistry on flow accelerated corrosion an liquid droplet impingement ac-celerated corrosion, *Power Plant Chemistry* 2009, 11(2)
- [9] Dooley Barry R.: Flow accelerated corrosion in fossil and combined cycle/HRSG plants, *Power Plant Chemistry* 2008, 10(2)
- [10] Zbroińska-Szczuchura E., Dobosiewicz J.: Uszkodzenia erozyjno-korozyjne urządzeń pracujących w układzie wodno-parowym bloków energetycznych, *Chemia i Diagnostyka dla Energetyki*. Szczyrk 2007

Optymalizacja pracy dużego zasobnika ciepła na przykładzie wdrożenia w Vattenfall Heat Poland S.A.

Optimization of operation of a large heat accumulator basing on the implemented solution at Vattenfall Heat Poland S.A.

W Polsce buduje się coraz liczniejsze zasobniki ciepła. Kilka z nich to jednostki o dużej pojemności, działające w elektrociepłowniach współpracujących z dużymi systemami ciepłowniczymi. Największy z dotychczas zbudowanych powstał w EC *Siekierki* w Warszawie. Doświadczenia z eksploatacji dużych zasobników – o pojemności podobnej jak warszawski, a nawet większych – budowanych w innych krajach nie dają się w pełni przenieść na grunt krajowy [1 – 4, 9], szczególnie w przypadku bardzo dużej elektrociepłowni o złożonym układzie technologicznym.

Efektom korzystania z zasobnika w elektrociepłowni jest możliwość zwiększenia przychodów ze sprzedaży energii elektrycznej poprzez jej maksymalizację w okresach wysokich cen. Tam gdzie instalacja wyposażona jest w turbiny przeciwprężne, możliwości zarządzania wielkością produkcji są ograniczone. Zapotrzebowanie na ciepło jest czynnikiem silnie limitującym generację elektryczności.

Optymalny sposób korzystania z zasobnika, szczególnie w obiekcie o złożonej strukturze technologicznej, trudno jest wypracować wyłącznie na podstawie doświadczenia i intuicji operatorów. Na decyzję o doładowaniu lub rozładowaniu go wpływ ma wiele istotnych czynników, w tym: prognoza obciążenia (związana z prognozą pogody), aktualny stan sieci (dynamika zmian temperatury i przepływu – obecna i prognozowana), aktualny stan źródła ciepła (które z urządzeń są czynne, stan ich obciążenia, możliwości technologiczne i efektywność zmian, włączeń lub wyłączeń). W gospodarce skojarzonej istotnym czynnikiem są także kwestie związane ze sprzedażą energii elektrycznej. W warunkach rynkowych, obok realizowanych na bieżąco kontraktów, pojawia się potrzeba korzystania z rynku bilansującego, możliwość sprzedaży energii na giełdzie, a także możliwość podwyższania i obniżania mocy elektrycznej odpowiednio do zmienności cen za energię. Zadanie komplikuje się, jeżeli związane jest z przygotowaniem prognozy obciążeń w horyzoncie kilku dni. Dla tego typu zagadnień brak jest doświadczeń w zakresie stosowania metod optymalizacji, zwłaszcza przy uwzględnieniu dużej dynamiki zmian warunków ekonomicznych (zmienne regulacje i ceny).

W związku z powyższymi uwarunkowaniami z inicjatywy VPH dla zasobnika w EC *Siekierki* został zaprojektowany oraz wdrożony system doradczy dedykowany do wspomaganie planowania jego pracy. Realizatorami były ITC PW oraz TT.

Celem tego oprogramowania jest wspomaganie pracy operatora poprzez wyznaczenie prognozy optymalnego ładowania i rozładowania zasobnika, wyznaczanie planów produkcji lub optymalizacji procesu ładowania zasobnika w celu spełnienia założonego planu produkcji energii elektrycznej.

Obiekt rozważań

Prezentowane wdrożenie zrealizowano w EC *Siekierki* należącej do VHP. W jej układzie technologicznym można wyróżnić dwie zasadnicze części: kolektorową i blokową. Podstawę części kolektorowej stanowi układ 5 turbin i 4 kotłów pracujących na wspólny kolektor. W tej części EC tylko jedna turbina posiada możliwość pracy kondensacyjnej. Pozostałe maszyny są przeciwprężne lub upustowo-przeciwprężne. Podstawę części blokowej stanowią 4 bloki ciepłownicze, w tym 3 wyposażone w turbiny przeciwprężne. Część podstawową układu podgrzania wody sieciowej stanowią podgrzewacze podstawowe zasilane z poszczególnych turbin. Do pracy szczytowej służą szczytowe podgrzewacze zasilane z upustów turbin i kotły wodne. Zasobnik ciepła jest przystosowany do współpracy z poszczególnymi blokami lub/oraz częścią kolektorową. Takie rozwiązanie pozwala na elastyczne zarządzanie jego pracą. Rozważany zasobnik ciepła jest to zbiornik bezciśnieniowy z poduszką parową. Jego podstawowe parametry przedstawiono w tabeli 1.

Tabela 1
Zestawienie podstawowych parametrów zasobnika ciepła

Parametr	Jednostka	Wartość
Wysokość efektywna zbiornika	m	40,95
Promień wewnętrzny zbiornika	m	15,00
Maksymalna pojemność robocza zbiornika	tys. m ³	28,95
Maksymalna ilość ciepła w zasobniku	GJ	4 125
Prędkość przepływu wody	m/s	2,30
Czas ładowania/rozładowywania	h	4,40
Maksymalny przepływ	m ³ /h	6 578,60
Maksymalny efekt ładowania/rozładowania (dla $\Delta T = 50^{\circ}C$)	MW	371,06

Opis modelu matematycznego

System doradczy ma za zadanie optymalizować pracę zasobnika. Zasobnik współpracuje z wybranymi urządzeniami wytwórczymi. Jego funkcjonowanie powoduje oddziaływanie na całość układu technologicznego. W związku z tym w celu optymalizacji pracy zasobnika niezbędne okazuje się modelowanie pracy wszystkich elementów struktury technologicznej EC.

Funkcja celu

Jako funkcję celu wybrano zysk operacyjny obliczany według formuły wyrażonej wzorem (1). Z tej zależności wynika, że uwzględniane są koszty: paliwa, rozruchów i odstawień urządzeń, emisji – w tym emisji CO₂, koszty ciepła zgromadzonego w zasobniku. Po stronie przychodów uwzględniono tylko przychody z tytułu sprzedaży energii elektrycznej. Nie uwzględniono natomiast przychodów ze sprzedaży ciepła, ponieważ sterowanie pracą EC nie wpływa generalnie na wielkość jego sprzedaży. Dzięki zastosowaniu zasobnika ciepło np. może być produkowane na zapas i gromadzone w danym cyklu progностycznym. Aby tego zjawiska uniknąć zastosowano element kary za wykorzystanie ciepła zgromadzonego w zasobniku.

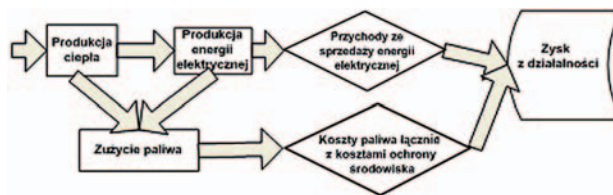
$$Z_O = \sum_i K_{EnEl}^i + \Delta K_{Zasobnika} - \sum_i K_{Emis}^i - \sum_i K_{Pal}^i - \sum_j K_{Rozruch}^j - \sum_k K_{Odstaw}^k - \sum_i K_{Kara}^i \quad (1)$$

Gdzie:

- i – indeks kolejnych kroków obliczeniowych,
- j – indeks kolejnych urządzeń uruchamianych,
- k – indeks kolejnych urządzeń odstawianych,
- K_{EnEl}^i – przychody z tytułu sprzedaży energii elektrycznej w kolejnych krokach obliczeniowych,
- K_{Emis}^i – koszty emisji,
- K_{Pal}^i – koszty paliwa w kolejnych krokach obliczeniowych,
- $K_{Rozruch}^i$ – koszty dla poszczególnych urządzeń poniesione w związku z rozruchem urządzeń, jakie zostały wykonane,
- K_{Odstaw}^i – koszty dla poszczególnych urządzeń poniesione w związku z odstawianiem urządzeń, jakie zostały wykonane,
- $\Delta K_{Zasobnika}$ – koszt wynikający z różnicy ciepła i ceny sprzedaży ciepła, jakie zostanie zgromadzone na początku i na końcu rozważanego czasu,
- K_{Kara}^i – wartość kary (strata) związana z niedotrzymaniem wielkości produkcji energii elektrycznej, zgodnie ze zgłoszonym grafikiem.

Model matematyczny

Na rysunku 1 przedstawiono ideowy schemat działania modelu. Jego zadaniem jest wyznaczenie produkcji energii elektrycznej i zużycia paliwa na podstawie zadanego obciążenia cieplnego. Na podstawie tych wielkości możliwe jest wyznaczenie przychodów i zysków, a co za tym idzie zysku z działalności operacyjnej.



Rys. 1. Schemat ideowy działania modelu

Algorytm obliczeń przedstawiono na rysunku 2. Obliczenia zasilane są dwoma rodzajami informacji określanych na rysunku mianem danych żywych i progностycznych. Dane żywe są odczytywane z elektronicznych systemów sterowania EC. Służą one do odtworzenia stanu obiektu w momencie rozpoczęcia obliczeń. Są to na przykład: stan naładowania zasobnika, informacja o stanie obciążenia poszczególnych urządzeń itp. System wymaga następujących danych progностycznych: prognoza zapotrzebowania na ciepło, prognoza cen energii, prognoza produkcji energii elektrycznej dla czasu, dla którego została zgłoszona, prognoza dostępności urządzeń.

Po pobraniu danych system w pierwszej kolejności prowadzi weryfikację danych. Po jej wykonaniu generowana jest prognoza pracy zasobnika i pozostałych urządzeń. Jak wspomniano, w celu zamodelowania pracy układu niezbędne jest opracowanie modelu matematycznego całej instalacji. Model elektrociepłowni zbudowano na podstawie liniowych modeli poszczególnych maszyn i urządzeń. W związku z tym, że prognozy zapotrzebowania na ciepło i energię elektryczną są obciążone stosunkowo dużymi błędami dokładność zaproponowanej klasy modeli można uznać za wystarczającą do tego typu obliczeń. Modele poszczególnych urządzeń nie zostały zaprezentowane jako powszechnie znane i opisane w literaturze, na przykład w [6 – 8].

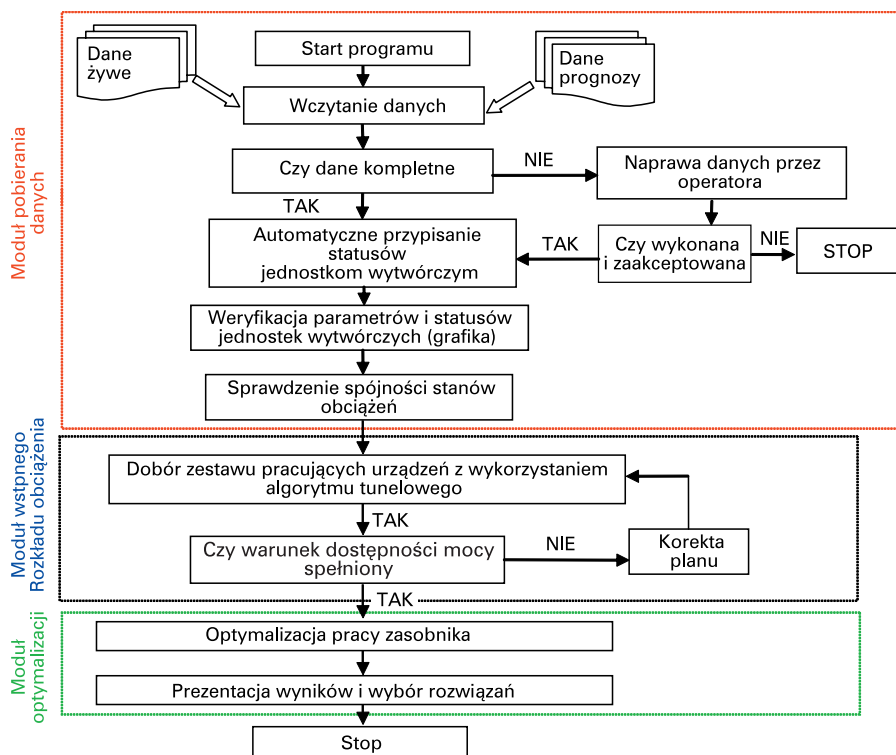
Model zasobnika do celów prognozowania zapotrzebowania na ciepło dla rzeczywistych układów musi opisywać dwa elementy, tj. stan naładowania zasobnika w momencie uruchomienia obliczeń oraz odwzorowywać zmiany naładowania zasobnika (ilość ciepła zgromadzonego i strumień ciepła pobieranego/ładowanego). Rozważany jest zasobnik wodny wyporowy, w którym ciepło gromadzone jest pod postacią gorącej wody. Dostarczanie ciepła realizowane jest poprzez pompowanie do jego wnętrza gorącej wody od góry przy jednoczesnym odbieraniu od dołu wody zimnej. W trakcie rozładowania prowadzony jest proces odwrotny.

W celu określenia ilości ciepła zgromadzonego w zasobniku, jego model został podzielony na strefy. Ilość stref zależy od gęstości rozlokowania pomiarów temperatury. W modelu założono, że w każdej ze stref panuje stała temperatura. Bliższy opis modelu zasobnika, który wykorzystano dla potrzeb omawianego zadania, przedstawiono we wcześniejszych publikacjach autorów [2, 3].

Rozwiązanie zadania optymalizacyjnego

W przypadku obliczeń wykonywanych dla prognozowania pracy zasobnika horyzont czasowy rozważany w obliczeniach powinien wynosić minimum 24 godziny. W wielu przypadkach konieczne jest uwzględnienie okresu np. 7-dniowego (specyfika odmienności stanów obciążenia

Rys. 2.
Schemat wykonywania
obliczeń optymalizacyjnych



w weekendy). Optymalizacja pracy zasobnika wymaga tego, aby wszystkie stany obciążenia były rozważane jednocześnie, ponieważ wielkość jego naładowania zależy od obciążenia w poszczególnych stanach obiektu.

Krok obliczeniowy na potrzeby prowadzonych obliczeń przyjęto równy jednej godzinie. W szczególnych przypadkach może być realizowany okres 15-minutowy. Przy okresie obliczeniowym od 1 doby do 7 dób niezbędne okazuje się obliczenie jednocześnie od 24 do 672 stanów obciążenia. Dla przeciętnej elektrociepłowni liczba zmiennych decyzyjnych (podlegających optymalizacji) dla jednego stanu obciążenia wynosi od ok. 10 nawet do 50 lub więcej. Przy tak przyjętych założeniach liczba zmiennych decyzyjnych dla całego zadania (łącznie dla wszystkich stanów obciążenia) wynosi od 240 do 33 600. Widać, że wielkość zadania silnie zależy od przyjętych założeń. Czas obliczeń bardzo silnie zależy od liczby zmiennych decyzyjnych poszukiwanych w jednym ich cyklu. Rozwiązanie zadania optymalizacji w rozważanym przypadku okazało się bardzo pracochłonne. Był to jeden z czynników silnie limitujących możliwości systemu doradczego. Maksymalny czas realizacji obliczeń od wprowadzenia danych do uzyskania rezultatu wynika z uwarunkowań uczestnictwa użytkownika w handlu energią elektryczną na rynku bilansującym oraz na giełdzie energii. Jest to około 15 minut od wprowadzenia danych do uzyskania poprawnego rozwiązania.

Ponieważ procesowi optymalizacji podlegał również wybór zestawu pracujących urządzeń pojawiła się konieczność powtarzania obliczeń dla różnych ich zestawów. Liczba kombinacji zestawu urządzeń zależy od konfiguracji układu oraz stanu obciążenia. Może to być jedna jedyna możliwa konfiguracja układu (np. maksymalne obciążenie, kiedy wszystkie dostępne urządzenia muszą pracować) lub dziesiątki jej

wariantów – przy tak złożonej konfiguracji jak w *EC Siekierki* i w okresie przejściowym, kiedy jest wiele możliwości zaspokojenia zapotrzebowania. Urządzenia mogą być uruchamiane w różnym czasie, ten czynnik prowadzi do kolejnego zwiększenia liczby wariantów obliczeniowych. Nakładanie na siebie konfiguracji układu i różnych chwil czasowych uruchamiania poszczególnych urządzeń prowadzi do zwielokrotnienia wskazanej wcześniej liczby wariantów. Rozwiązywanie po wielokroć skomplikowanego zadania optymalizacyjnego powoduje wydłużenie czasu obliczeń do poziomu absolutnie niemożliwego do akceptacji.

W związku z powyższym dla rozważanego przypadku opracowane zostało rozwiązanie zastępcze. Uruchomienia i odstawienia urządzeń są wykonywane według specjalnego algorytmu. Na jego potrzeby opracowana została specjalna heurystyka, która ma za zadanie odwzorować wiedzę dotyczącą optymalnego zestawu urządzeń. Heurystyka ta jest rozwiązaniem autorskim wykonawców. Zawiera ona w sobie kombinację obliczeń optymalizacyjnych i wiedzy eksperckiej. Jednym z jej elementów jest określenie zestawu urządzeń, jakie mogą zaspokoić daną wielkość zapotrzebowania. W układach bez zasobnika jest to zadanie trywialne. Na podstawie dopuszczalnych minimalnych i maksymalnych mocy poszczególnych urządzeń oraz ich dostępności wyznacza się wszystkie możliwe zestawy urządzeń, jakie mogą pracować przy danym zapotrzebowaniu. W układzie, w którym jest zainstalowany zasobnik, zadanie znacznie się komplikuje. Opisana powyżej zależność przestaje obowiązywać, ponieważ pewne niedomiary lub nadmiary mocy mogą być pokryte z zasobnika lub w zasobniku zgromadzone. Przy czym stan bieżący zasobnika w poszczególnych krokach jest zależny od stanów pośrednich. Do rozwiązania tego zadania opracowano tzw. algorytm tunelowy [1, 3]. Algorytm ten określa

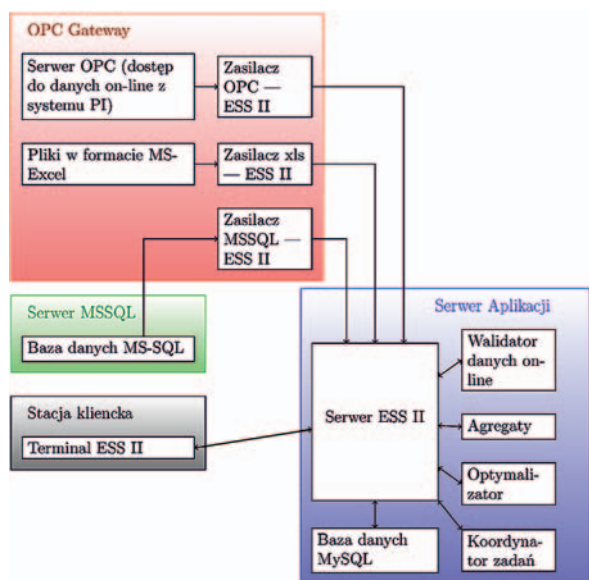
wielkość mocy, jaka może być pokryta przez układ zasobnikiem.

Praca zasobnika zmienia dopuszczalne zestawy pracujących urządzeń. Np. chwilowe niedobory mocy cieplnej mogą być pokrywane z zasobnika. Aby było to możliwe musi być spełniony warunek ilości energii dostępnej w danej chwili w zasobniku oraz maksymalnej mocy, jaką należy pobrać z zasobnika. Trajektorja prowadzenia zasobnika określa ilość ciepła w nim zgromadzoną w danej chwili. Tunel dopuszczalnych stanów to obwiednia wszystkich trajektorii, które można zrealizować przy danej trajektorii konfiguracji bez naruszania ograniczeń.

Opis systemu optymalizacyjnego

Zaprojektowany system doradczy ma stanowić narzędzie doradcze w procesie planowania produkcji w EC. Głównym jego celem jest obliczanie optymalnych przebiegów pracy poszczególnych urządzeń tak, aby zoptymalizować pracę układu.

Architekturę informatyczną stanowiącą ośnowę systemu doradczego do wspomagania planowania pracy zasobnika przedstawiono na rysunku 3. Centralnym elementem jest serwer ESS. Jego zadaniem jest przechowywanie i przekazywanie informacji między pozostałymi komponentami (wartości zmierzonych lub wyliczonych wielkości, ale także grafiki operatorskie). Swoje wartości przechowuje on w bazie MySQL.



Rys. 3. Architektura systemu informatycznego

Kolejnym elementem systemu jest zestaw zasilaczy (zaznaczony na czerwono). Zadaniem każdego z zasilaczy jest pobieranie wartości z odpowiedniego źródła i przekazywanie ich serwerowi. Dane żywe pobierane są z systemu PI za pomocą protokołu OPC przez zasilacz OPC-ESS. Wszystkie predykcje (zapotrzebowania na ciepło, ceny

energii na giełdzie czy dopuszczalne stany urządzeń) są pobierane przez oddzielny zasilacz z innego źródła. Źródłem predykcji mogą być albo pliki w formacie MS Excel, albo dane w bazie MS-SQL. Dane żywe przed dalszym użyciem są walidowane. Realizuje to moduł walidatora danych. Walidacja danej polega na sprawdzeniu, czy jej wartość mieści się w zadanym zakresie i jeśli nie – „przycięciu” jej do tego zakresu i nadaniu odpowiedniego statusu.

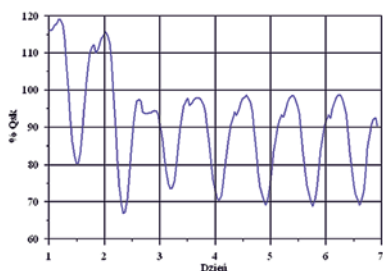
Moduł agregatów ma za zadanie wyliczanie dopuszczalnego przepływu ciepła do/z zasobnika oraz obliczanie aktualnych stanów wszystkich urządzeń na podstawie danych żywych (temperatury i ciśnienia pary świeżej, stanów palników i mocy wentylatorów młynowych). Optymalizator wylicza optymalne stany urządzeń na zadanym horyzoncie czasu. Wyniki optymalizacji (w postaci predykcji mocy urządzeń) przekazuje serwerowi ESS. Prezentacji wyników obliczeń dokonuje terminal ESS działający na stacji klienckiej. Wyświetla on szereg grafik z wartościami sygnałów (w postaci tabeli lub graficznie w postaci trendu) oraz może stworzyć raporty w postaci plików MS-Excel. Terminal ESS służy także do wprowadzania (zmieniania) niektórych wartości sygnałów za pomocą odpowiednich grafik.

Moduł koordynatora zadań uruchamia proces optymalizatora w odpowiednim momencie. Gdy operator w grafice wybierze rozpoczęcie optymalizacji terminal ESS zmienia wartość odpowiedniego sygnału w serwerze ESS. Zadaniem koordynatora jest śledzenie wartości tego sygnału i uruchomienie we właściwym momencie optymalizatora. Optymalizator może być również uruchamiany automatycznie w odstępach godzinowych. Za każdym razem moduł optymalizatora zostaje uruchomiony z nieco innymi opcjami, dotyczącymi miejsca zapisania wyników. Dzięki temu unika się zamazywania wyników uzyskiwanych w kolejnych wywołaniach zadania optymalizacji. Kontrolę nad tym, gdzie są wyniki, której optymalizacji i kiedy je usuwać sprawuje właśnie moduł koordynatora. Możliwości wykorzystania systemu komputerowego do optymalnego zarządzania pracą zasobnika zostały omówione szerzej w [5].

Wykorzystanie zasobnika ciepła w celu zwiększenia produkcji energii elektrycznej

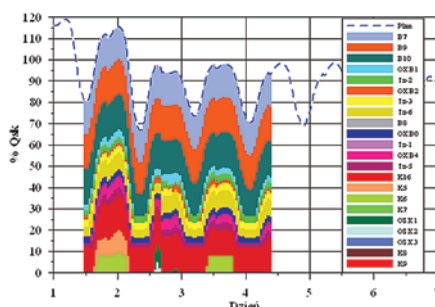
Analizę wyników optymalizacji wykonanych za pomocą oprogramowania doradczego przeprowadzono na podstawie danych pochodzących z dotychczas wykorzystywanych programów wspomagających planowanie produkcji. Jak wspomniano wcześniej, zasadnicze korzyści z wykorzystania oprogramowania doradczego wynikają z maksymalizacji zysków ze sprzedaży energii elektrycznej poprzez minimalizację kosztów jej wytwarzania oraz optymalnego wykorzystania dobowego profilu cen energii elektrycznej. Na rysunku 4 przedstawiono przykładowy przebieg obciążenia cieplnego z okresu przejściowego w bieżącym roku dla siedmiu wybranych dni. Dla wybranych trzech dni z tego okresu wykonano optymalizację z wykorzystaniem trybu „zimowego”, czyli optymalizację pracy urządzeń w dobie „n” oraz wykonania planu na doby „n+1”, „n+2” oraz „n+3”.

Rys. 4. Przykładowy przebieg obciążenia cieplnego EC Siekierki z okresu przejściowego. Wartości obciążenia odniesiono do mocy cieplnej osiągalnej dla pracy w pełnym skojarzeniu



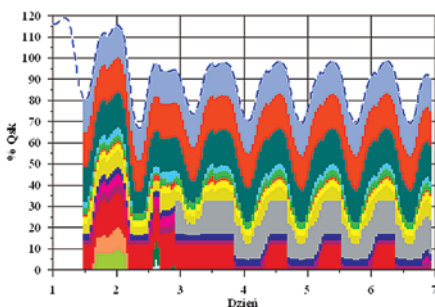
Obciążenie cieplne EC Siekierki w tym okresie oscyluje w granicach maksymalnej mocy osiągalnej dla pracy w pełnym skojarzeniu, okresowo ją przekraczając. W układzie pracy bez zasobnika ciepła konieczne byłoby okresowe wykorzystanie pracy szczytowych źródeł ciepła w postaci kotłów wodnych. Odpowiednie zaplanowanie pracy zasobnika ciepła w horyzoncie dłuższym niż 24 godziny umożliwi wyrównanie obciążenia cieplnego jednostek wytwórczych, ograniczenie czasu pracy bądź też całkowite uniknięcie uruchomienia jednostek szczytowych. Na rysunku 5 przedstawiono wynik optymalizacji dla danego okresu bez wykorzystania zasobnika ciepła.

Rys. 5. Wynik optymalizacji systemu doradczego w horyzoncie czterech dni, bez wykorzystania zasobnika



Optymalizator obciąża urządzenia wykorzystując w pierwszej kolejności część blokową o najwyższym współczynniku skojarzenia, następnie turbiny części kolektorowej oraz okresowo uruchamia kotły wodne dla pokrycia okresowego zapotrzebowania na ciepło. System do ułożenia grafiku pracy wykorzystuje logikę odciążania urządzeń optymalizując dzięki temu koszty rozruchów i regulacji urządzeń. W badanym okresie istotny jest także aspekt długości horyzontu optymalizacji. System umożliwi optymalizację w okresie „n+3” oraz „n+6”. Na rysunku 6 przedstawiono grafik pracy urządzeń będący wynikiem optymalizacji w horyzoncie 7-dniowym.

Rys. 6. Wynik optymalizacji systemu doradczego w horyzoncie siedmiu dni, bez wykorzystania zasobnika. Oznaczenia urządzeń przyjęto identyczne jak na rysunku 5 (legenda)



W obu scenariuszach jeden z bloków jest niedostępny w początkowym okresie i pojawia się w dobie n+2. W wynikach otrzymanych w trybie „zimowym” optymalizator nie podejmuje decyzji o uruchomieniu bloku, ponieważ czas od pojawienia się bloku w dyspozycji do zakończenia horyzontu optymalizacji jest zbyt krótki i ewentualne koszty odstawienia bloku wpływają na decyzję o pozostawieniu go w rezerwie.

Przy wydłużonym horyzoncie optymalizacji system podejmuje decyzję o uruchomieniu bloku zaraz po zmianie jego statusu na dostępny. Dzieje się tak, ponieważ efekt ekonomiczny przy pracującym bloku jest większy niż w przypadku utrzymania kotłów wodnych dla potrzeb sieci cieplnej. Powyższe wnioski w teorii wydają się być oczywiste, jednak jeśli rozważymy różne warianty optymalizacji odpowiedź często nie jest jednoznaczna. W takich przypadkach możliwość analizy wielowariantowej jest bardzo pomocna.

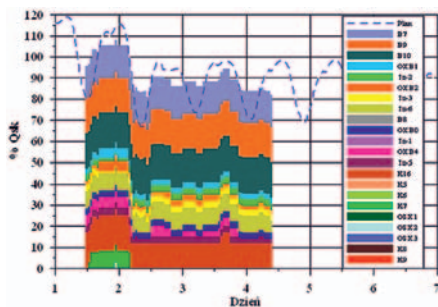
Jako kolejne ilustracje działania systemu doradczego przedstawiono grafiki pracy urządzeń w scenariuszu z możliwością wykorzystania zasobnika ciepła. Optymalizację wykonano odpowiednio w trybie „zimowym (n+3)” i „letnim” (n+6).

Przy optymalizacji w horyzoncie krótszym widoczne jest wykorzystanie zasobnika skutkujące wyrównaniem obciążenia jednostek wytwórczych. Optymalizator tak jak w poprzednim przypadku stara się regulować urządzeniami w sposób minimalizujący ogólny koszt wytwarzania energii maksymalizując jednocześnie przychody ze sprzedaży energii poprzez wykorzystanie zasobnika ciepła.

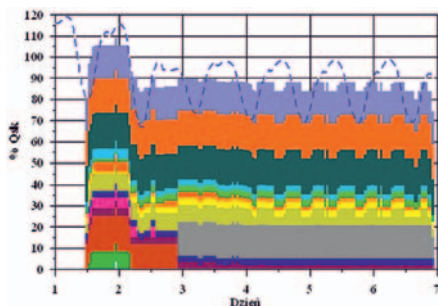
Porównując grafik pracy urządzeń bez zasobnika i ten z zasobnikiem widać wyraźnie różnicę polegającą na utrzymaniu w wariantie z zasobnikiem obciążenia urządzeń skojarzonych w „dolinach” zapotrzebowania na ciepło na niezmiennym poziomie. Ciepło będące nadwyżką użyte zostaje na naładowanie zasobnika, a energia elektryczna wyprodukowana na tym ciepłe sprzedawana jest na rynku bilansującym lub giełdzie energii w zależności od profilu cen. Zysk powstaje także z ograniczenia pracy kotłów wodnych. W wariantie z akumulatorem optymalizator na samym początku podejmuje decyzję o rozładowaniu zasobnika wiedząc, że wysokie zapotrzebowanie na ciepło pojawia się tylko przez pierwsze kilkanaście godzin optymalizacji. Rozładowanie zasobnika pozwala na uniknięcie uruchomienia dwóch kotłów wodnych, a późniejsze ładowanie w dolinach zapotrzebowania pozwala na ograniczenie kolejnych uruchomień źródeł szczytowych.

Porównując wyniki optymalizacji pracy zakładu z zasobnikiem ciepła przeprowadzonych w horyzoncie czterech i siedmiu dni (rys. 7 oraz rys. 8) widoczne jest, że dłuższy horyzont pozwala optymalizatorowi na dokładniejsze przeanalizowanie sytuacji i podjęcie decyzji o uruchomieniu bloku ciepłowniczego w pierwszej możliwej chwili i jednocześnie odstawienie kotła wodnego. Niestety, w okresie zimowym oraz przejściowym wydłużenie horyzontu wydłuża także znacząco czas optymalizacji.

Rys. 7. Wynik optymalizacji systemu doradczego w horyzoncie czterech dób, z wykorzystaniem zasobnika



Rys. 8. Wynik optymalizacji systemu doradczego w horyzoncie siedmiu dób, z wykorzystaniem zasobnika. Oznaczenia urządzeń przyjęto jak na rysunkach 5 i 7 (legenda)



Podsumowanie

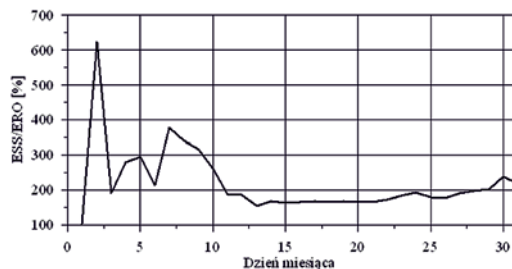
W EC *Siekierki* w Warszawie zainstalowany został największy w Polsce zasobnik ciepła. W rezultacie wspólnych prac prowadzonych przez *Vattenfall Heat Poland S.A.*, Instytut Techniki Ciepłej Politechniki Warszawskiej i *Transition Technologies S.A.* opracowano oraz wdrożono na przełomie lat 2010/2011 system doradczy służący wspomaganie pracy operatora poprzez wyznaczenie prognozy optymalnego ładowania i rozładowania zasobnika.

Zaproponowane rozwiązanie optymalizacyjne dotyczy elektrociepłowni o jednym z najbardziej złożonych układów technologicznych. Jego przygotowanie poprzedziły długotrwałe prace realizowane w ramach zadań grantowych [1] oraz w bezpośredniej współpracy z VHP.

System okazał się narzędziem służącym istotnej poprawie efektywności wykorzystania zasobnika w porównaniu z narzędziami stosowanymi dotychczas w EC. Jest on wykorzystywany do sporządzania optymalnej prognozy produkcji energii elektrycznej na podstawie przewidywanego w horyzoncie kilkudniowym obciążenia ciepłowniczego elektrociepłowni.

Porównanie wyników optymalizacji wykonanych za pomocą oprogramowania doradczego z wynikami optymalizacji za pomocą dotychczas wykorzystywanego narzędzia (ERO) przedstawiono na rysunku 9 dla przykładowo wybranego miesiąca (kwiecień 2011).

Przyrost efektów jest tu wynikiem szeregu czynników, między innymi: bardziej agresywnego wykorzystania możliwości zasobnika ciepła będącego efektem świadomego wykorzystania lokalnie pojawiających się ekstremów, optymalizacji w dłuższym horyzoncie czasu, dodatkowo optymalizacji uruchomień oraz odstawień urządzeń, doskonalszych modeli urządzeń i algorytmów optymalizacji opartych na większej ilości danych wejściowych, przede wszystkim prognozy.



Rys. 9. Porównanie wyników optymalizacji uzyskanych z wykorzystaniem systemu doradczego oraz według dotychczas stosowanego narzędzia (ERO)

Prace nad analizą efektów wykorzystania przedstawionego systemu doradczego w EC *Siekierki* są kontynuowane wspólnie przez cały zespół. Pełniejsza ocena, obejmująca efekty jego działania, także w szczytach obciążenia oraz poza sezonem grzewczym będzie możliwa po skompletowaniu stosowanych danych pomiarowych oraz prognozy. Istotne i interesujące jest również skonfrontowanie wyników (opartego na prognozach) działania systemu doradczego z rzeczywistymi zdarzeniami eksploatacyjnymi.

LITERATURA

- [1] Badyda K., Bujalski W., Świrski K., Milewski J., Lewandowski J.: Badania numeryczne i optymalizacja zastosowania zasobnika ciepła w sieci ciepłowniczej. Projekt badawczy nr N N513 3589 37. Raport, ITC PW, Warszawa, październik 2010
- [2] Badyda K., Bujalski W.: Modelowanie pracy zasobnika w celu prognozowania obciążenia elektrociepłowni. *Rynek Energii* 2009, nr 6
- [3] Badyda K., Milewski J., Bujalski W., Warchoń M.: Heat Accumulator in Large District Heating Systems-Simulation and Optimisation. Proceedings of ASME Turbo Expo 2010: Power for Land, Sea and Air GT2010 June 14-18, 2010, Glasgow, Scotland, UK. ASME Paper GT2010-22032
- [4] Bujalski W., Badyda K., Milewski J., Warchoń M.: Utilization the heat accumulator in large heating system. Nanotechnology 2010: Bio Sensors, Instruments, Medical, Environment and Energy - Technical Proceedings of the 2010 NSTI Nanotechnology Conference and Expo. Paper 200, NSTI Nanotech 2010
- [5] Deszczyński B., Świrski K., Badyda K.: Nowoczesne systemy informatyczne dla optymalizacji pracy zasobnika ciepła. *Rynek Energii* 2010, nr 5
- [6] Dotzauer R.: Simple model for prediction of loads in district-heating systems, *Applied Energy* 73, 2002
- [7] Gustafsson S., Karlsson B.G.: Linear programming optimization in CHP networks, *Heat Recovery Systems and CHP*, Volume 11, 1991
- [8] Lewandowski J.: Zagadnienia identyfikacji turbin parowych., Politechnika Warszawska, *Prace Naukowe, seria Mechanika* z. 125, 1990
- [9] Opłocki D.: Problem współpracy źródła ciepła (elektrociepłownia) z akumulatorem ciepła. Opracowanie i analiza modelu układu źródło - akumulator - odbiorca. Praca dyplomowa. ITC PW, Warszawa 2009