

## Przed nami trzecia już konferencja *ZRE Katowice* poświęcona aktualnym tematom polskiej energetyki. W tym roku najważniejsze dla nas będą zagadnienia polityki remontowej. Stawiamy pytanie – co dalej z remontami?

Zmiany polskiej energetyki zawodowej już się dzieją.

Czy bezwarunkowe wygaszanie istniejących mocy wytwórczych to jedyny sposób walki z zaostrzonymi przepisami?

Czy projekty infrastrukturalne i inwestycje w nowe jednostki to jedyny kierunek odbudowy mocy?

Czy podejmiemy wyzwanie poprzez modernizacje i remonty, utrzymując starą infrastrukturę na wysokim poziomie technicznym?

Czy remont kapitalny kotła to już rutyna?

Czy pracujące turbiny nie skrywają już żadnych tajemnic?

Co się dzieje się w ostatnich wrębach łopatek wirnika NP?

Czy rurociąg kręci turbiną?

Czy jest jeszcze obszar, w którym w sposób istotny możemy poprawić efektywność?

Czy uda nam się przewidzieć przyszłość polityki remontowej i modernizacji sektora energetycznego...?

Na te i inne pytania będziemy szukać odpowiedzi w gronie ekspertów reprezentujących najważniejsze firmy polskiego sektora energetycznego podczas III Konferencji *ZRE Katowice*. Już teraz zapraszamy do lektury trzech ciekawych referatów. Całość materiału dostępna wkrótce na stronie internetowej [www.zrekonferencja.pl](http://www.zrekonferencja.pl).

Krzysztof Dembiński

*ZRE Katowice SA*

*Wydział Projektowo-Technologiczny*

„3...”

### „3” jak trzecia edycja Konferencji *ZRE Katowice SA*

„Polityka remontowa polskiej energetyki – co dalej z remontami?” to przewodni temat trzeciej edycji Konferencji *ZRE Katowice SA* odbywającej się w tym roku w Krynicy Zdrój. Krynica, jako gospodarz Forum Ekonomicznego, przyciągającego od wielu lat elity polityczne, gospodarcze i intelektualne nie tylko Europy, ale całego świata, tym razem przez trzy dni stanie się forum dyskusyjnym, na którym energetycy, remontowcy,

przedstawiciele przemysłu i energetyki niemal każdego szczebla, wymienią poglądy i doświadczenia, a przede wszystkim spotkają się w celu podtrzymania i wzmocnienia wzajemnego wsparcia oraz konsolidacji środowiska w okresie dużych zmian krajowej energetyki.

Zawirowania wokół producentów energii są w wyjątkowej fazie. Należy je traktować bardziej jako szansę niż zagrożenie dla rozwoju energetyki konwencjonalnej, traktowanej przez pewne środowiska jako *passé*, ale też będącej w odwrocie na własne życzenie, albo politycznie poprawnie

ujmując, na życzenie polityków. Takie spotkania jak to w Krynicy są bardzo potrzebne, a ich duże zainteresowanie potwierdza tezę, że warto jednoczyć siły i wspólnie wypracować działania podtrzymujące, a nawet podnoszące, że energetyka konwencjonalna, mimo iż będąca w spadkowym trendzie udziału w krajowym miksie energetycznym, jest istotnym udziałowcem, o którego warto dbać. Poprzez regularne remonty utrzymywać go na wysokim poziomie dyspozycyjności, a przy okazji poddawać instalacje modernizacji, których efekt w końcowym rozrachunku podnosi efektywność, niezawodność, a to przekłada się wprost na poprawę emisyjności odpadów do środowiska.

Efekty rozsądnej polityki remontowej, w połączeniu z modernizacją istniejącej infrastruktury, dostarczą argumentów, które odeprą zarzuty o przestarzałej infrastrukturze, o końcu życia projektowego instalacji, czy o ujemnym rachunku zysków i strat w utrzymywaniu energetyki opartej na paliwach kopalnych.

### „3” jak trzy żywioły

Wstępne rozważania będą próbą zmierzenia się z nadzędaną tezą, jaką wszystkie zainteresowane strony związane z energetyką powinny uznać – każda forma pozyskiwania i produkcji energii w naszym kraju jest obecnie niezbędna. W krajowej maszyni produkcyjnej każda technologia, każde działanie poprawiające efektywność, zwiększające ilość wyprodukowanej energii do formy użytecznej, w celu zagwarantowania bezpieczeństwa energetycznego, ma uzasadnienie [3].

Nie ma jednego panaceum na braki w produkcji. Każdą z dostępnych metod wytwarzania energii charakteryzują problemy i wyzwania, które mają niestety swoją cenę, o czym nie należy zapominać. Za decyzjami inwestycyjnymi musi iść wielopłaszczyznowy kompromis. Czasami odnosi się wrażenie, że w pogoni za lepszym, zapomina się o najprostszych rozwiązaniach, a gonitwa zaczyna się przeradzać w pogoń za własnym ogonem.

Albert Einstein zastanawiając się kiedyś, przy którym ze znanych praw nauki jest największe prawdopodobieństwo, że zostanie obalone, rzekł: „*Teoria robi tym większe wrażenie, im prostsze są jej założenia, im większej ilości rzeczy dotyczy oraz im szersze ma zastosowanie. Stąd wielkie wrażenie, jakie wywarła na mnie klasyczna termodynamika. To jedyna teoria fizyczna o uniwersalnej treści, co do której jestem przekonany, że w ramach swojej podstawowej koncepcji nigdy nie zostanie obalona*”. Jak bardzo jest to aktualne w kontekście energetycznych zmian. Wrzecz z poszukiwaniem coraz to bardziej zaawansowanych technologii, wymyślnych form pozyskiwania energii, warto równolegle sięgnąć po rozwiązania, które mimo swej prostoty są tak samo skuteczne i efektywne.

Cztery żywioły: Ziemia, Ogień, Woda i Wiatr. Powszechnie znane prawa fizyki i meteorologii pozwalają zredukować filozoficzne składniki świata do trzech. Wiatr jako ruch mas wywołany

zamianą energii cieplnej na kinetyczną jest niczym innym, jak tylko następstwem nierównomiernego ogrzewania się powierzchni ziemi energią emitowaną z kierunku rozżarzonej, plazmowej gwiazdy centralnej, energią słoneczną, energią ognia. Można więc wyrugować wiatr do słońca, a słońce do ognia – jako dopiętnienie ziemi i wody.

Termodynamicznie, Ziemia funkcjonuje jako częściowo zamknięty układ, zależny od wszechświata, ale przede wszystkim zależny od Słońca, którego moc przy powierzchni Ziemi wynosi około  $120 \times 10^{15}$  W. W relacji do systemu słonecznego jest układem półzamkniętym, tzn. przyjmuje energię pochodzącą od Słońca, natomiast nie przyjmuje materii, z wyjątkiem okazjonalnych opadów meteorytów lub pyłu kosmicznego. Paliwa kopalne skrywane wewnątrz ziemi, jako materialnie ugruntowane formy energii, są dla zastosowań energochłonnych zasobem ograniczonym. Paliwa kopalne powstawały miliony lat temu, w wyniku anaerobowego rozkładu martwych organizmów. Na kolejne transformacje z istniejącej materii prawdopodobnie trzeba czekać kolejne miliony lat [2].

Według organicznej teorii pochodzenia, ropa powstała z przeobrażenia szczątków roślin i zwierząt, które do swego rozwoju i wzrostu z pewnością potrzebowały energii słonecznej. Węgiel, zarówno kamienny jak i brunatny, jako skały osadowe pochodzenia roślinnego również dla stworzenia produktów, z których pochodzą, potrzebowały energii słonecznej. Słońce wywołuje na Ziemi fotosyntezę, która prowadzi do gromadzenia energii w biomacie, która jako masa węglowodorów może być użyta na wiele sposobów jako źródło energii. W końcu energia fotowoltaiczna pozwala na bezpośrednią konwersję energii promieniowania światła na energię elektryczną.

Analiza pochodzenia form energii prowadzi do jednej konkluzji. Większość dostępnych form energii, jakie mamy do dyspozycji, są następstwem przetworzenia energii słonecznej. Tylko energia jądrowa, hydrologia i geotermia pochodząca z radioaktywnych rozpadów zachodzących w skorupie ziemskiej, wyłamują się spod tej konwencji.

Paliwa kopalne: węgiel, ropa, gaz ziemny, uznawane są za elitarne surowce energetyczne, z powodu ograniczonego ich występowania i wybiórczej koncentracji. Można je znaleźć tylko w wybranych miejscach naszej planety. Zdobycie tych surowców wymagało najpierw znaczących inwestycji militarnych, a następnie nieustannych wysiłków geopolitycznych, w celu zapewnienia sobie nieprzerwanego dostępu do bogatych w złoża terenów [2].

Zamiarem Polski, na dzień dzisiejszy, jest dążenie do tzw. zrównoważonego profilu miksu energetycznego, tj. 15% energii jądrowej z niewielkim wzrostem udziału OZE w stosunku do stanu obecnego i bilansującą całość energetyką konwencjonalną. Jest to oczywiście jeden z trzech scenariuszy, jakie rząd rozpatruje, ale jak stwierdzono, najbardziej optymalny dla polskich realiów. Inną kwestią jest czy wystarczy czasu, aby ten mix wprowadzić i czy, aby wraz ze zmianą rządzących, nie zmieniła się wizja na najbliższe lata.

Mix energetyczny naszego kraju musi, jak sama nazwa wskazuje, dążyć do profilu zrównoważonego. Zrównoważonego nie oznacza innowacyjnego. Zrównoważonego, czyli takiego, który uwzględniać będzie położenie i bogactwa geologiczne Polski, szerokość geograficzną, zamożność gospodarczą przekładającą się na możliwości inwestycyjne. Zrównoważonego, czyli rozsądnego. Odnosząc się do zarzutu fizyka Marcina Popkiewicza [2], że nasz kraj wlecze się w ogonie innowacji energetycznych, a władze hamują niezbędne działania, wynikające w dużym stopniu z tego, że politycy forsują postulaty grup interesów powiązanych ze światem polityki - czy czasem w tej opinii nie dochodzi do wspomnianego skrótu, że innowacyjny to zrównoważony?

Polska energetyka powinna nadal opierać się na węglu, ze względu na dostępność tego surowca w kraju. Korzystanie z tego paliwa jest uzasadnione również względami społecznymi i gospodarczymi. Nowoczesna, niskoemisyjna energetyka konwencjonalna jest potrzebna Europie, gdyż może stanowić także dla innych krajów gwarancję bezpieczeństwa dostaw wobec dynamicznego rozwoju niestabilnych i trudnych w prognozowaniu źródeł odnawialnych.

Nie można sobie pozwolić na zaniechanie nowych inwestycji w energetyce konwencjonalnej, na zaniechania modernizacji istniejącej infrastruktury, w czasach, kiedy kierunek tych działań ma uzasadnienie jak nigdy dotąd, gdy produkcja energii elektrycznej z paliw kopalnych nie tylko uwzględnia ilość, ale przede wszystkim jakość przemian, wraz ze stopniem oddziaływania na środowisko. Niezrozumiałe stają się deklaracje komercyjnych instytucji finansowych o zaprzestaniu wsparcia w technologii spalania węgla. Zrozumiałym i akceptowalnym jest trend do wzrostu udziału energetyki ze źródeł odnawialnych w energetyce krajowej. Zrozumiałym i akceptowalnym jest globalna troska o losy planety i skalę emisji substancji szkodliwych do atmosfery. Jednak nie ma zgody na nieprzemysłaną politykę energetyczną, nieuwzględniającą bogactw naturalnych regionu, położenia geograficznego i potencjału technologicznego rodzimego przemysłu. Uzależnienie Polski od węgla kamiennego jest jednym z największych w Europie.

Złe decyzje w tym kierunku spowodują spadek bezpieczeństwa energetycznego kraju i energetycznej niezależności, a pokrycie energetycznego zapotrzebowania będzie uzależnione od tego, kolokwializując, z której strony u sąsiadów wiatr zawieje, czy też od tego, czy nie jest pochmurnie.

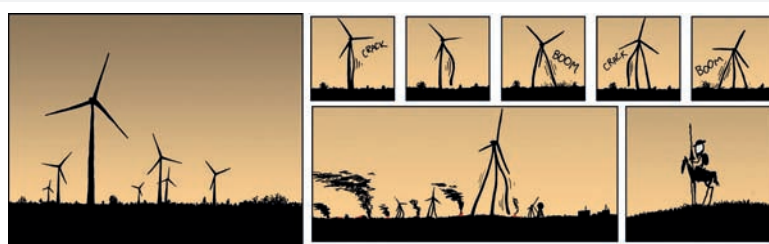
Każda ze stron swego sporu ma mocne argumenty. W odwrocie są jednak ci, u których argument wpływu na środowisko jest osłabiony. Należy sobie zadać pytanie czy tego argumentu nie ma, czy tylko nie potrafią go wyeksponować? Technologie oparte na OZE, mimo swojej niestabilności i chimeryczności, mają swoje idealne zastosowanie w tzw. energetyce rozproszonej, opartej na systemie prosumenckiego użytkownika końcowego, i tylko nieliczne z nich nadają się do pracy jako tzw. źródło systemowe. Trudno oprzeć się wrażeniu, że nie chodzi tu

o ekologię (choć jest to bardzo nośny argument), z którą walka społecznie jest prawie skazana na przegraną. Dalsze rozważanie podążać będzie w kierunku artykułu traktującego o wyższości świąt Bożego Narodzenia nad Wielkanocą, bo do tego sprowadzała się czasami dyskusja między zwolennikami atomu, węgla i OZE. To już wykracza poza tematykę tego artykułu, każda z technologii ma swoje wady i zalety.

Trudność wykorzystania energii wiatru polega na tym, że pole prędkości wiatru nie jest jednolite, zmieniając się w czasie i przestrzeni. Szybkie zmiany prędkości wiatru powodują duże fluktuacje absorbowanej przez turbinę mocy, wywołując dodatkowe naprężanie, w konstrukcji samej turbiny. Zmienność wiatru oznacza, że dostawy energii wiatrowej nie można planować według potrzeb. Jeśli energia wiatrowa ma dostarczyć istotną ilość energii elektrycznej, to należy znaleźć sposób jej przechowywania. Jeszcze sporo w tej materii mamy do zrobienia.

Nie wszystkie modele produkcji z powodzeniem działające w innych krajach: Włoszech, Hiszpanii, Kanadzie czy Norwegii mają istotne znaczenie w realiach naszego kraju. Tak samo jak skazana na niepowodzenie jest przemysłowa uprawa szlachetnych szczepów winogron w naszym klimacie, podyktowana ilością i intensywnością promieni słonecznych docierających do naszego obszaru, jak i utrzymanie plantacji pomarańczy pod Skierniewicami, czy dostęp do platform wiertniczych w obszarze naszej granicy państwowej, tak samo fotowoltaika jest egzotycznym uzupełnieniem naszej produkcji. Zgodnie z wcześniej postawioną tezą nadrzędną, zabraniającą negacji jakiegokolwiek formy produkcji energii, jak najbardziej należy popierać i ten rozwój, jednak z pewnymi zastrzeżeniami co do jej znaczenia i miejsca w systemie. W pewnych konfiguracjach i okresach nie można jej odebrać palmy pierwszeństwa, ale w zastosowaniach bardziej lokalnych, prosumenckich i przy ściśle określonych warunkach.

Podnosząc z kolei kwestie krajowej energetyki atomowej, jako jednej z czystszych form, to większość chyba widzi fiasko tego przedsięwzięcia, które swoje korzenie ma już w latach 80-tych XX wieku. Obraz atomowej areny jest bardzo smutny. Mimo iż energetyka atomowa byłaby idealnym stabilizatorem systemu energetycznego i jego źródłem wytwórczym przez wieki, to realia są takie, że pozostaje tylko „gdybanie”. Tak więc, gdyby budowa elektrowni jądrowej w latach 80-tych doszła do skutku, byłibyśmy już mniej więcej w połowie żywotności tych



Rys. 1. „Alternative Energy Revolution” – rys. Randall Munroe

bloków, bogatsi o wyszkolone kadry, doświadczenia i zaoszczędzone tony CO<sub>2</sub> do atmosfery. Z wielką werwą odżyła inicjatywa wskrzeszenia projektu atomowego w Polsce pod nazwą PGE EJ1, jednak i tu, bazując na doniesieniach prasowych, zaczynają się rozjeżdżać terminy. Wprawdzie resort gospodarki podtrzymuje dalej termin roku 2025 jako obowiązujący dla oddania inwestycji do eksploatacji, to słyszy się już o ewentualnych przesunięciach na rok 2027, na giełdzie dat pojawia się też rok 2029, a aktywiści Polskiego Greenpeace przekonują, iż dotarli do harmonogramu, w którym pojawia się rok 2031 jako przełomowy dla polskiej nieistniejącej energetyki jądrowej. Nawet jak już powstanie pierwszy blok, to kiedy powstanie drugi i kolejne? Ile będzie to kosztować budżet i czy damy radę? Trudno znaleźć iskierekę nadziei, że inwestycja ta się powiedzie, że za 15 lat patrząc na wybudowaną i pracującą EJ1 powiemy sobie, że mamy to, o co nam chodziło, i to zaspokoi nasze ciągle rosnące zapotrzebowanie na energię elektryczną. Czy te kilka tysięcy MW czystej energii będzie odczuwalne w systemie energetycznym i czy nie będzie tak, że naszą atomową dumę przesłonią nam szpalery wiatraków? Czy stwierdzenie „nasza atomowa duma” nie jest jednak pejoratywne, bo technologia będzie z pewnością niepolska, znaczna część wykonawców inwestycji będzie niepolska, a już na pewno paliwo dostarczane będzie z importu. Czy to nas od czegoś uniezależni?. Prof. Jan Popczyk mówi wprost, że z różnych powodów nie ma miejsca dla współistnienia energetyki węglowej i jądrowej [1].

Bez wątplenia zasoby energii odnawialnej są bezkresne. Jest tylko jeden problem. Słońce nie zawsze świeci, wiatr nie zawsze wieje, a czasem wieje nie wtedy, kiedy trzeba. Energia odnawialna zachowuje charakter okresowy w przeciwieństwie do paliw kopalnych, które choć stopniowo się wyczerpują i powodują zanieczyszczenia, są jednak źródłami stabilnymi i godnymi zaufania. Energia słońca i wiatru nie staną się jeszcze długo dominującą energią przyszłości. Bez rozwiązania problemu jej magazynowania trudno mówić o ich stabilnym charakterze. Wprawdzie pojawiają się próby ogarnięcia tego problemu, to nie znaleziono jeszcze racjonalnej technologii, która pozwoliłaby na dużą skalę przemysłową zaspokoić potrzeby. Gdy taką technologię uda się skutecznie zaimplikować w przemyśle, niczym Feniks z popiołów powstanie i domagać się będzie uznania wielkoskalowa energetyka konwencjonalna. Zniknie jej główna dotychczasowa niedogodność, tj. szeroki zakres zmian obciążenia, wymóg dużej elastyczności ruchowej, szybkie i gwałtowne jego przebiegi, tendencja do coraz głębszego nurkowania w minimum technologicznym, obniżenia żywotności poprzez wzrost startów i odstawień, a wszystko podyktowane systemowym pierwszeństwem produkcji z OZE. W sytuacji doskonałej technologii magazynowania energii bloki konwencjonalne będą mogły również realizować przemiany w pobliżu swojego optymalnego punktu projektowego, z wszystkimi tego dobrodziejstwami, jak optymalne wskaźniki techniczno-ekonomiczne, które wprost przekładają się będą na sprawność, efektywność i redukcję ilości ubocznych produktów spalania (UPS).

## „3” jak trzecie Millennium

Wchodząc w erę trzeciego tysiąclecia, przed 16 laty, mało kto chyba przewidywał, że zachodzące zmiany w każdej dziedzinie naszego życia nabiorą takich prędkości. Mówi się, że zmiany zachodzące na świecie postępują nie liniowo czy proporcjonalnie, nawet nie postępują w funkcji potęgowej [2] – pędzimy, przyspieszamy, rozwijamy się, a wraz z tym konsumujemy zgodnie ze wzrostem wykładniczym. Świat sprzed kilkudziesięciu, czy nawet kilkunastu lat wygląda zupełnie inaczej niż terazniejszy. Patrząc na samą sferę energetyki, inna jest podaż energii przy ciągle rosnącym popycie, zmieniają się priorytety, a osiągnięcie równowagi wydaje się niemożliwe. Zmiany wokół energetyki są zawrotne, mamy już coraz większy kłopot z prognozą na najbliższe kilka lat, czy – w niektórych obszarach – z prognozą na najbliższy rok. Czy ogólnie pojęta energetyka oprze się naciskom zewsząd?

Szacując, w chwili obecnej, w każdej sekundzie ludzkość potrzebuje mocy około 15 TW. Obecnie na świecie 80% energii uzyskujemy z paliw kopalnych, z czego z samej ropy 1/3, z węgla 1/4, z gazu 1/5. Pozostałe 20% to elektrownie jądrowe, hydroelektrownie, wiatr, słońce i odwierty geotermiczne. Z drugiej strony zasoby naturalne się kurczą, a z trzeciej jeszcze strony, spalanie paliw kopalnych, przede wszystkim węgla, w takich ilościach i z taką efektywnością jak do tej pory, destabilizują klimat. Mówi się, że w 2050 roku potrzebować będziemy o połowę więcej energii niż obecnie.

Zmienia się definicja naszych potrzeb. W domach zużywamy trzykrotnie więcej energii niż w latach 50-tych. Wpatrując się w przysłowiowych Amerykanów – gdybyśmy wszyscy żyli tak jak oni, ludzkość potrzebowałaby 5,4-krotności Ziemi, na której mieszkamy.

Wytworzenie energii kosztuje coraz więcej. Nie można mniej spalać w nieskończoność. Zmiana struktury wytwarzania energii, zwiększenie udziału odnawialnych źródeł jest nieuniknione i faktycznie powinno wzrosnąć.

Grupy powiązane z krajową energetyką powinny tyle samo wysiłku włożyć w obronę i modernizację istniejącej infrastruktury energetyki konwencjonalnej, co w znajdowanie nowych technologii.

Zarzuty o „zabetonowanych układach lobbystycznych” energetyki konwencjonalnej, czyli węglowej, można „1 do 1” przerzucić na producentów wież wiatrowych czy ogniw fotowoltaicznych. Zapowiadana dekarbonizacja polskiej energetyki zaczyna odbywać się w sposób brutalny i nawet już się tego nie próbuje ukrywać.

Samo ograniczanie popytu na energię nie wystarczy. Jeśli podaż ma dotrzymać tempa rosnącemu popytowi, musimy znaleźć nowe źródła energii. Powinniśmy przyjrzeć się nowym formom energii odnawialnej. Czy można zwiększyć podaż bez pomocy paliw kopalnych? Elektrownie nuklearne dostarczają 9% światowej energii i można je zwiększyć do 15%, jednak to czyste źródło energii jest drogie i kontrowersyjne. Ujarzmianie energii z fal

zaspokoi 1/5 naszych potrzeb. Siłownie wodne dostarczyłyby 1/3 potrzebnej energii, gdyby postawić tamę na każdej rzece, niestety duże rzeki już zostały zagospodarowane. Odwierty geotermiczne mogą zaspokoić 150% naszych potrzeb. Wiatr jest jeszcze lepszy – wystarczyłby na 30-krotność populacji naszej ziemi. Energia słoneczna? Obecnie to promil w energetycznej podaży, a mogłaby zaspokoić potrzeby czterotysięcznej krotności ludzkości.

Fizyk Saul Griffith wyliczył, że do 2050 roku musimy wytwarzać o 70% więcej energii. Potrzeby mają być zaspokojone przez słońce, wiatr i elektrownie jądrowe. Jednak, aby to wszystko osiągnąć, powinno się co sekundę budować 170 m<sup>2</sup> paneli słonecznych, jedną turbinę wiatrową co 3 min i jedną elektrownię jądrową co tydzień [11].

Paliwa kopalne będą nadal bardzo ważne. Powinniśmy polegać na ich kombinacji z odnawialnymi źródłami energii. W dobie deficytu energetycznego należy postępować zgodnie z powiedzeniem „Wszystkie ręce na pokład”.

Konkluzja tych futurystycznych wyliczeń jest jedna. Jeśli ujmijemy zagadnienie globalnie, jeśli chcemy ludzkości zapewnić dostatek energii elektrycznej, zapewnić jako taki poziom bezpieczeństwa energetycznego, jeśli nie chcemy mieć większych zaburzeń w dostawie energii do gospodarstw, nie można przy obecnym postępie technologicznym zrezygnować z żadnej formy produkcji. Węgiel, atom, wiatr, słońce, hydrologia muszą istnieć równolegle. Należy budować elektrownie węglowe, gazowe, wietrzne, słoneczne, jądrowe, geotermiczne, wykorzystywać wszystko i dopiero wtedy jest szansa, że to zaspokoi rosnący popyt. Istnieje też możliwość, że pojawi się nowa technologia, która zrewolucjonizuje rynek, ale do zmian muszą przyłożyć się wszyscy, szukając wspólnych rozwiązań. Nie można zapominać też o tym, że ładnie brzmiąca „poprawa efektywności energetycznej” nie polega tylko na poprawie zużycia energii u odbiorców, ale na równi ta koncepcja musi i jest stosowana u dużych producentów. Wprawdzie u tych pierwszych potencjał zmian jest ogromny, to u drugich, czyli producentów zawodowych, też jeszcze da się kilka procent „wyrwać”.

### „3” jak trzecia rewolucja przemysłowa

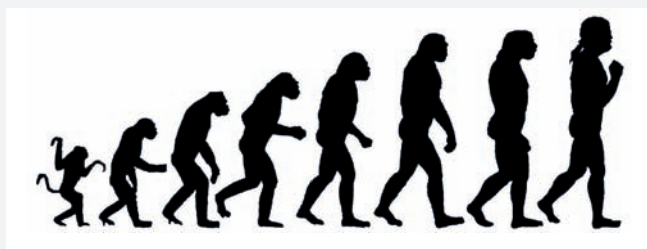
Pojęcie „trzeciej rewolucji przemysłowej” to termin propagowany przez amerykańskiego ekonomistę i politologa Jeremiego Rifkina [1]. Rewolucjoniści mają nadzieję, że do połowy tego wieku uda się wkroczyć w ekologiczną erę postwęglową, która zapobiegnie grożącej nam katastrofie klimatycznej. Rewolucja ta oparta jest na pięciu głównych postulatach, których spełnienie jest możliwe tylko pod warunkiem funkcjonowania wzajemnych relacji między nimi:

- energetyka oparta głównie na odnawialnych źródłach energii,
- przekształcanie bazy budowlanej w mikroelektrownie,
- zastosowanie w każdym budynku technologii umożliwiających okresowe magazynowanie energii,

- wykorzystanie technologii internetowych do wymiany i użytkowania nadwyżki energii,
- reorganizacja transportu na poczet pojazdów elektrycznych z możliwością kupna, a nawet sprzedaży energii elektrycznej z tych pojazdów do sieci.

Reżim energetyczny kształtuje samą naturę cywilizacji, jej zorganizowanie, dystrybucję towarów i żywności, wpływając na sposób sprawowanej władzy politycznej i występujących relacji społecznych. Środek ciężkości w kwestii kontroli nad produkcją energii zaczyna się przesuwać od dużych concernów energetycznych, eksploatujących paliwa kopalne, w kierunku milionów drobnych producentów, generujących we własnych domach elektryczność ze źródeł odnawialnych i sprzedających nadwyżki na wspólnym rynku informatyczno-energetycznym. Rifkin prognozuje, że nowa epoka przyniesie ze sobą reorganizację stosunków energetycznych na każdym poziomie społeczeństwa. „Demokratyzacja energii” odbije się na zorganizowaniu życia. Rozpoczęła się era „rozproszonego kapitalizmu”.

Dyskusja na temat globalnych zmian gospodarczych i energetycznych jest bardzo ożywiona. Jeszcze ciekawiej się dzieje podczas licznych debat na temat przyszłości energetyki węglowej. Jesteśmy świadkami trzeciej rewolucji przemysłowej. Są głosy traktujące problem jeszcze dosadniej: jesteśmy w trakcie wojny węglowej. Rozsądnym stanowiskiem jest traktowanie problemu nie jak rewolucję, nie jak wojnę, ale jak naturalny proces ewolucyjny. Przez analogię do świata przyrody, ewolucja jest procesem powolnym, zrównoważonym, poprzez rozciągłość w czasie pozwalającym dostosować się bezboleśnie do zmieniających się warunków, mimo wykładniczej prędkości rozwoju, ale przede wszystkim zmiany ewolucyjne pozwalają współistnieć (przynajmniej na jakiś czas) wszystkim formom danego „organizmu”, stwarzając miejsce dla każdego. Późniejszą konsekwencją jest definitywne wypieranie jednych gatunków przez inne, ale jest to wydłużony okres przejściowy. Cała sztuka polega na tym, aby dostosować się do zmieniających warunków, w tym przypadku, klimatycznych, gospodarczych, politycznych i legislacyjnych. Jednak intensyfikacja działalności niektórych podmiotów, za wszelką cenę próbuje zachwiać zrównoważony proces „ewolucji energetycznej” i dąży do gwałtownych rewolucyjnych zmian. Nawet wyznawcy ewolucyjnej teorii Darwina (rys. 2), nie potwierdzają faktu, że człowiek z dnia na dzień spadł z drzewa, a w nocy odpadł mu ogon. Ten proces musiał trwać.



Rys. 2. Graficzne przedstawienie jednej z teorii ewolucji [www.scientias.nl]

Z pewnością gwałtowne zmiany zachwiałyby ciągłość gątkową, być może doprowadzając do zagłady i przerwania procesu rozwoju. *I per analogiam* do energetyki – gwałtowne zmiany w energetyce mogą doprowadzić do braku ciągłości w produkcji, żeby nie wymawiać tu głośno, obcojęzycznie brzmiącego zwrotu, najgorszego stanu dla energetyków zaczynającego się na literkę „b”. Zawieszając dalsze rozważania na później, pozostawiam czytelnika z doskonale pasującym cytatem Pierre’a Vergniaudem: „*Rewolucja jak Saturn, pożera własne dzieci*”. I żeby nie okazało się, że z powodu pochopnych decyzji cofniemy się do epoki przystawowego króla Ćwieczka.

### „3” jak trzeci kwartał 2015 roku

W trzecim kwartale 2015, a dokładnie w sierpniu tegoż roku, nastąpiło wydarzenie, którego wydźwięk będziemy jeszcze słyszeć przez kilka lat, o ile nie przebijie go bardziej gwałtowne i drastyczne zdarzenie. Ostatnie takie akcje działy się w latach 80-tych XX wieku.

Jak to najczęściej podczas katastrof bywa, na sytuację nałożyło się kilka niespodziewanych czynników. Z jednej strony długo utrzymywały się wysokie temperatury i wystąpiły ekstremalnie niskie poziomy wód w rzekach, głównie w dorzeczu Wisły. W związku z długo utrzymującą się falą upałów, nastąpiło gwałtowne podniesienie temperatury wód powierzchniowych, niezbędnych do chłodzenia niektórych bloków. Do tego nastąpiło wypadnięcie awaryjne ok. 3000 MW, w tym jednej dużej jednostki. To wszystko stworzyło wyjątkowy precedens. Czwartym czynnikiem destabilizującym sytuację w sieci było osiągnięcie rekordowych poziomów zapotrzebowania i poboru mocy wynikających z wzmoczonego korzystania z wszelkiego rodzaju klimatyzatorów, wentylatorów podczas rekordowych upałów. Po zebraniu się sztabu kryzysowego, krajowy operator systemu *Polskie Sieci Elektroenergetyczne (PSE)* sięgnął po narzędzie, które ma w takich sytuacjach do dyspozycji, czyli ograniczenia poboru mocy. 10 sierpnia w godzinach od 10:00 do 17:00 wprowadzono 20. najwyższy stopień zasilania, ograniczający pobory dla odbiorców powyżej 300 kW, co było oznaką wyczerpania się rezerw w elektrowniach. Wprawdzie *PSE* uspokajały, że są to standardowe działania stabilizujące i nie ma podstaw do obaw, to jednak odzwyczailiśmy się od takich sytuacji, mając dodatkowo świadomość, że kolejnych pięć stopni zasilania spowodowałyby kontrolowane rotacyjne wyłączenia energii.

Podniesienie z rezerwy kilku starych, o wątpliwej dyspozycyjności, bloków nie przyniosło poprawy i dopiero import energii ze Szwecji, z podsypką ze Słowacji i Czech pozwoliło na uspokojenie sytuacji. Warto w tym miejscu podkreślić, iż rekordowa cena za jedną MWh 10 sierpnia wynosiła średnio 393,36 PLN/MWh przy dwugodzinnym szczycie na poziomie 1450 i 1455,39 PLN/MWh, przy przeciętnej cenie około 160-170 PLN/MWh w innych okresach. Wolumen energii na giełdzie w dniu 10 sierpnia w najdroższym pasmie w godzi-

nach 10:00-16:00, sprzedawany był po cenie przekraczającej 750 zł/MWh i wyniósł 8,8 GWh. Szacuje się, że dodatkowe przychody firm energetycznych wyniosły w ciągu 6 godzin ponad 10 mln zł, tzw. windfall profits [10].

Czy w takich sytuacjach fotowoltaika byłaby jedynym ratunkiem? Na pewno nie. Nie byłibyśmy w stanie zaspokoić takiego wolumenu energii. Przesłaniem tego artykułu jest wskazanie innego, wydaje się tańszego i bardziej stabilnego sposobu zagwarantowania dodatkowych MW. Czy wystarczającego? Z pewnością też nie. Ale na tym polega zrównoważenie i dywersyfikacja produkcji, aby na dane zapotrzebowanie składało się kilka źródeł różnego pochodzenia.

Teoretycznie idealnym rozwiązaniem, sprzęgającym potrzebę i wyjątkowe możliwości utrzymania energetyki opartej na węglu ze zwiększonym zapotrzebowaniem energii do napędu urzędów klimatyzacyjnych i równocześnie z ograniczeniami wytwórczymi mocy elektrycznej, w systemie wynikającymi z sytuacji pogodowo-hydrologicznej, jest trójgeneracja.

### „3” jak 3x20

Otoczenie prawne, polityczne i legislacyjne co jakiś czas organizuje energetyce kierunki działań. Coraz trudniej jest się poruszać wśród serwowanych dokumentów i opracowań, coraz trudniej jest ogarnąć czy wyłuskać słuszną drogę rozwoju. Kiedy „dekarbonizatorzy” dostrzegą swoją zgubną strategię? Zaczynamy podejmować się wszelkich form produkcji energii, ale też podejmujemy się wszelkich starań, aby jak najmniej na tym ucierpiało środowisko, łącznie z deklaracją i – mam nadzieję – idącym za tym działaniem, polegającym na bardziej intensywnym zalesianiu terenów. Pozostaje mieć nadzieję, że w krajowych nowo powstających dokumentach znajdziemy argumenty, dla których zarzuty prof. Jana Popczyka – stawiane w jego pytaniu „Dlaczego w sytuacji, która nie wymaga już politycznej wyobraźni, a tylko elementarnej wiedzy, Polska pozwala kolonizować swoją energetykę, przez globalne firmy „doradcze” (konsultingowe), nie tworzy natomiast własnych strategicznych kompetencji w tym obszarze?” – będą bezpodstawne [12].

Z istotniejszych uregulowań, to w 1996 r. wprowadzono Dyrektywę w sprawie Zintegrowanego Zapobiegania i Ograniczenia Zanieczyszczeń (IPPC). W 2004 r. przyjęto dokument „Polityka energetyczna Polski do 2025”, zawierający pakiet działań mających na celu zapewnienie bezpieczeństwa energetycznego. W 2010 weszła w życie Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 2010/75/UE z dnia 24 listopada 2010, zastępująca IPPC w sprawie emisji przemysłowych (IED), implementowana do polskiego systemu prawnego w drodze nowelizacji ustawy „Prawo ochrony środowiska”. Niemal w tym samym czasie Rada Europejska zatwierdziła i ogłosiła Komunikat „Europa 2020 – Strategia na rzecz inteligentnego i zrównoważonego rozwoju sprzyjającego włączeniu społecznemu”, proponując:

- zmniejszenie emisji gazów cieplarnianych o 20% w porównaniu z poziomami z 1990;
- zwiększenie do 20% udziału energii odnawialnej w ogólnym zużyciu energii;
- dążenie do zwiększenia efektywności energetycznej o 20% (3x20%).

Opracowano projekt dokumentów referencyjnych BREF, w ramach których opracowuje się tzw. konkluzje BAT (najlepszych dostępnych technik) LCP BREF/BAT (dla dużych źródeł – moc w paliwie >50 MW). W 2014 Rada Europejska wydała pakiet na lata 2020-2030 przyjmując konkluzje ustanawiające ramy Pakietu na lata 2020-2030.

W 2015 wprowadzono Dyrektywę MCP, traktującą o ograniczeniach emisji ze średnich obiektów energetycznych (1-50 MW), obejmującą w sposób naturalny większość ciepłowni.

W 2014 NCBR wystosował zaproszenie do składania ofert na przygotowanie studium wykonalności programu sektorowego dla energetyki. Ujmuje on opis działań prowadzących do rozwoju krajowego sektora elektroenergetycznego poprzez opracowanie nowych, innowacyjnych proekologicznych technologii, produktów i usług w perspektywie do roku 2023. Dokument ten zakłada między innymi zwiększoną efektywność energetyczną sektora poprzez opracowanie nowych technologii, w obszarze kogeneracji i trigeneracji do wytwarzania ciepła i chłodu, w celu poprawy efektywności procesu produkcji energii elektrycznej.

Ważnym dokumentem jest również „Bezpieczeństwo Energetyczne i Środowisko – perspektywa do 2020 roku”. Dokument ten jest jedną z dziewięciu tzw. dziedzinowych strategii zintegrowanych, które wprost wynikają z najważniejszego dokumentu strategicznego Polski – „Długookresowej Strategii Rozwoju Kraju. Polska 2030. Trzecia Fala Nowoczesności.” Jeszcze innym jest Polityka Energetyczna Polski (PEP), z horyzontem do roku 2030 i 2050, która bardziej jest deklaracją polityczną niż egzekwowalną strategią rozwoju. Po incydencie z sierpnia 2015 roku, PSE SA jako Operator Systemu Przesyłowego (OSP), na podstawie (wynikającej z art. 11c Ustawy „Prawo Energetyczne”) analizy przyczyn i skutków powstałego zagrożenia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej oraz efektywności podjętych działań, opracował wnioski i propozycje rozwiązań oraz określił środki mające na celu zapobieganie w przyszłości wystąpieniu zagrożenia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej. Godnym zauważenia są zalecenia utrzymania oraz rozwoju istniejących krajowych źródeł wytwórczych. Zarekomendowano ostatecznie opracowanie narodowego programu rozwoju nowych mocy do 2030 roku, który powinien dotyczyć zarówno źródeł o charakterze systemowym, dających podstawę bezpieczeństwa energetycznego, jak również źródeł rozproszonych, w tym odnawialnych, które są dopełnieniem bilansu mocy.

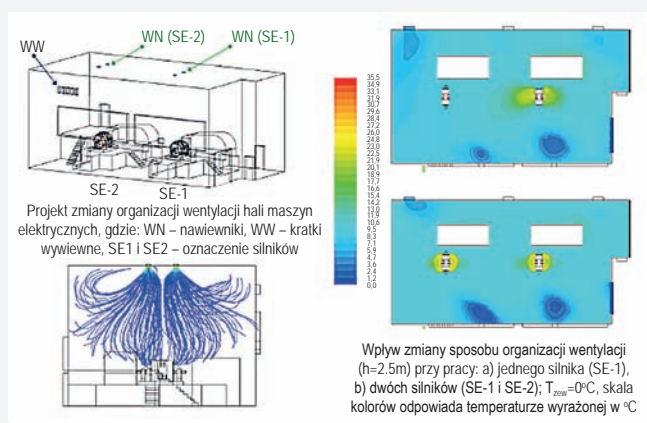
Ostatnim doniesieniem z 12 grudnia 2015 są ustalenia szczytu klimatycznego z Paryża (COP21). Blisko 200 krajów konwencji klimatycznej ONZ przyjęło globalne porozumienie na zasadach dobrowolności, które ma zatrzymać globalne ocieplenie na poziomie znacznie poniżej 2°C.

### „3” jak trzy średnice

Fale upałów, jakie w okresie kanikuly przechodzą przez kraj, zmuszają nas do szukania miejsc chłodnych i klimatyzowanych. Obecne trendy w gospodarce przestrzennej dążą do centralizacji obiektów usługowych, handlowych, naukowych, rozrywkowych, użyteczności publicznej, w których w upalne dni oczekuje się wysokiego komfortu cieplnego.

O ile problemy zaopatrzenia w ciepło w takich obiektach są rozwiązane, o tyle technologie gwarantujące chłód latem są jeszcze do poprawy. W dni upalne, z niechęcią wraca się do nieklimatyzowanych mieszkań, szukając sposobów na chwilowe ostudzenie. Spotkać można nowatorskie pomysły, jak ogrzewania, a może nawet klimatyzowany przystanek komunikacji miejskiej w Rzeszowie.

Ciekawym zagadnieniem jest „komfort cieplny maszyn”, które to pojęcie próbuje wprowadzić prof. Zbigniew Plutecki. W ubiegłym roku, na jednej z konferencji poświęconej eksploatacji w energetyce, przedstawiał on analizę wpływu mikroklimatu na czas życia maszyn energetycznych. Przecież nikogo nie dziwią klimatyzowane pomieszczenia serwerowni czy pomieszczeń z innym sprzętem teleinformatycznym. Dlaczego nie poszukiwać optymalizacji mikroklimatu większych urządzeń, mającego wpływ na skuteczność i starzenie izolacji termicznej? Wnioski prof. Pluteckiego potwierdzają, że intensywny wpływ maszyn na zmianę warunków mikroklimatycznych pomieszczeń, w jakich pracują, powoduje spore zmiany w szybkości procesów starzenia, obserwując zmiany emisji WNZ nawet do 500% [21].



Rys. 3. Projektowanie komfortu cieplnego maszyn [21]

Podczas trwania II Konferencji ZRE zainicjowane zostało zagadnienie niskich temperatur w energetyce [8]. Ku zaskoczeniu, kwestie związane z różnymi postaciami lodu i osobliwymi postaciami kryształów zamrożonej wody wzbudziły wśród zaproszonych gości zainteresowanie. Niskie temperatury i kryształy lodu od zawsze fascynowały. Już Johannes Kepler, niemiecki astronom, w roku 1611 w niewielkiej pracy naukowej pisanej językiem literackim zatytułowanej „*Strenaseu de nivesexangula*”,

czyli „*Noworoczny podarek albo o sześciokątnych płatkach śniegu*”, opisał optymalne kształty wytworzone przez naturę na przykładzie sześcioramiennego płatka śniegu czy pojedynczej komórki w plastrze miodu. Układ heksagonalny, idealne wykorzystanie geometrii, sześć ramion, sześć boków. W jaki sposób natura tworzy ów idealny kształt? Czy jest sześciokątem od samego początku, czy powstaje z przecięcia trzech średnic? [9]. Coraz częściej się mówi, że elektrownie i elektrociepłownie zawodowe zmieniają swój profil działalności.

Czy jest to wymóg przepisów czy zapotrzebowania rynku, czy też globalnych zmian i odejścia od technologii? Podmioty gospodarcze pod szyldem „ELEKTROCIEPŁOWNIA” nie handluje już tylko energią elektryczną i ciepłem. Asortyment powiększa się o handel emisjami CO<sub>2</sub>, a za chwile dojdzie handel emisjami, rtęcią, amoniakiem, fluorowodorem itd., czyli kwitnie handel zanieczyszczeniami. Obraca się na rynku certyfikatami, umorzeniami, świadectwami, gwarancjami pochodzenia itd. Towarem jest żużel, popiół. Niektóre elektrownie należą do czołowych producentów gipsu. Polski przemysł energetyczny zaczyna wychodzić do odbiorcy z kolejnym produktem, niejako przeciwieństwem ciepła – chłodem, którego najtańszym i najmniej kłopotliwym nośnikiem jest wciąż woda, z uwagi na swoją niską temperaturę, zwana wodą lodową.

O wodzie i jej różnych formach można pisać w nieskończoność. Wnioski są niezmiennie – woda wciąż jest najtańszym i najlepszym pod względem fizycznym nośnikiem zimna.

W agregatach żiębniczych (chłodniczych), zwanych też wytwornicami wody lodowej czy chillerami, woda lodowa, o wymaganiach jakościowych porównywalnych do wody chłodzącej, osiąga najczęściej parametry na wlocie i wylocie do wytwornicy: 6/11°C, 7/12°C lub 10/15°C, z uwagi na zakładany przyrost temperatury wody powracającej z obiegu rzędu  $T = 5$  K.

Zagadnienia wprowadzenia nowych technologii w chłodnictwie, klimatyzacji i pompach ciepła obecnie nabierają szczególnego znaczenia. Mimo że techniki niskich temperatur dotychczas urządzeń technicznych o znacznie mniejszej skali niż obiegi energetyczne, to jednak obciążają one środowisko w stopniu porównywalnym. Dzieje się tak z dwóch powodów. Po pierwsze – obecnie pracuje wielka liczba urządzeń chłodniczych i klimatyzacyjnych, przez co ich udział w obciążeniu środowiska naturalnego nie może być pominięty. Po drugie – stosowane dotąd czynniki posiadają potencjał tworzenia efektu cieplarnianego od kilku do nawet kilkudziesięciu tysięcy razy wyższy od dwutlenku węgla. Dodatkowo, obciążenie środowiska przez urządzenia chłodnicze i klimatyzacyjne wywołane jest również emisją dwutlenku węgla oraz innych zanieczyszczeń, powstających przy produkcji energii elektrycznej do napędu tychże urządzeń [19].

Chłód staje się obowiązkowym elementem wyposażenia budynków. Szczególnie obiekty energooszczędne, niskoenergetyczne i pasywne, ze względu na wysoką szczelność, wymagają zaawansowanych systemów kontroli klimatu wewnętrznego, w tym chłodzenia. Wzrost powierzchni klimatyzowanych widoczny jest w Polsce od początku lat 90-tych. Dziś wymóg klimaty-

zowania istnieje w praktycznie każdym obiekcie wielko kubaturowym, np. biurowym, handlowym czy użyteczności publicznej [15]. Kwestią otwartą jest wypracowanie kompromisu między resortem budownictwa a resortem energetyki w kontekście zasilania w energię (rozproszonego czy scentralizowanego).

### „3” jak trójgeneracja

Powyższy, wielowątkowy kontekst zachęca do rozwoju technologii, która przy ekspansji OZE zasługuje na promocję jako kolejna deska ratunku dla energetyki konwencjonalnej.

Okazją do propagowania idei prostych rozwiązań jest konferencja poświęcona przyszłości energetyki, przyszłości remontów, sensu modernizacji, a taką z pewnością jest trzecia tegoroczna edycja Konferencji *ZRE Katowice SA*.

Głównym celem kojarzenia procesów cieplnych jest skrócenie łańcucha przemian termodynamicznych, czyli zmniejszenie strat egzergii, wywołanych nieodwracalnością przemian w poszczególnych ogniwach.

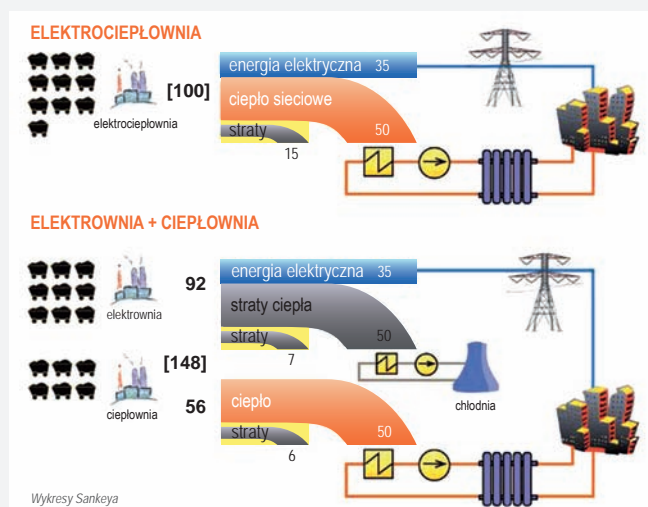
Trójgeneracja (CHCP – Combined Heat, Cooling and Power) to nie tylko wytwarzanie energii elektrycznej oraz ciepłej. Dzięki dołączeniu do układów trójgeneracyjnych odpowiednio skonfigurowanych agregatów chłodniczych możliwe jest również wytwarzanie chłodu. Technologie te są wykorzystywane do klimatyzacji (do 5°C) i głębokiego mrożenia (do -60°C). We właściwie zaprojektowanych układach wytwarzanie ciepła, energii elektrycznej i chłodu jest najbardziej efektywnym rozwiązaniem energetycznym dostępnym obecnie na świecie.

Skala, w jakiej rozwiną się układy skojarzonego wytwarzania ciepła i chłodu, jest trudna do określenia, gdyż ich rozwój jest ograniczony szeregiem uwarunkowań techniczno-ekonomicznych. Jest oczywiste, że praca systemu ciepłowniczego w układzie trójgeneracji, związana jest z koniecznością dokonania pewnych modyfikacji parametrów nośnika ciepła (szczególnie w przypadku wodnych sieci ciepłowniczych), jak i warunków eksploatacji źródła. Modyfikacje te spowodują zmiany wartości wskaźników eksploatacyjnych systemu (współczynnika skojarzenia, strat przesyłania ciepła itd.). Należy jednak podkreślić, że mimo trudności eksploatacyjnych i barier ekonomicznych, w Europie i na świecie obserwuje się duży rozwój systemów trójgeneracyjnych, które, w przypadku ich zastosowania w aglomeracjach miejskich, nazywane są często „chłodzeniem centralnym” (District Cooling) [16].

Rozwój trójgeneracji jest kolejną, po gospodarce skojarzonej (kogeneracji), fazą rozwoju techniki wpisującej się w program poprawy efektywności energetycznej. Kogeneracja (CHP – Combined Heat and Power), jako proces wytwarzania energii elektrycznej i ciepła w jednej instalacji, już od wielu lat uznana jest za jedno z efektywniejszych sposobów oszczędzania energii pierwotnej w paliwie, a tym samym redukcji CO<sub>2</sub>, sięgającej kilkudziesięciu procent. Proces wytwarzania ciepła i energii elektrycznej w skojarzeniu jest procesem wysokosprawnym. Zgodnie z Dyrektywą



2004/8/WE kogeneracja o wysokiej sprawności to taka, która przynosi powyżej 10% oszczędności energii, w porównaniu z produkcją rozdzieloną. Sprawność przemiany energii chemicznej paliwa w energię użyteczną jest na poziomie 85%, co przekłada się na wspomniane oszczędności paliwa pierwotnego do 48% (rys. 4), a przy obecnych realiach gospodarczych, jako część rynku regulowanego, jest produkcją stosunkowo bezpieczną.

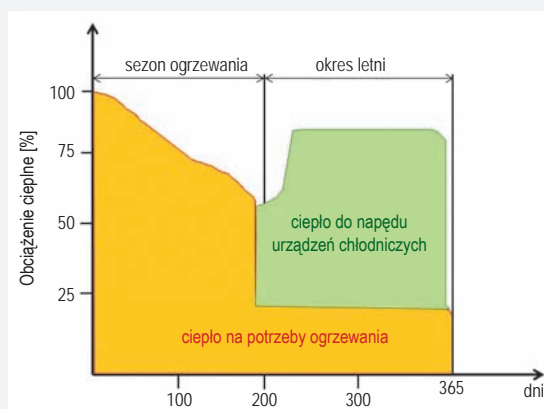


Rys. 4. Wykres Sankeya produkcji rozdzielonej i skojarzonej [7]

W większości instalacji ziębniczych stosuje się najprostszą, lecz nie najtańszą, formę obniżania temperatury powietrza poprzez zastosowanie sprężarek napędzanych silnikami elektrycznymi, które z uwagi na swoją specyfikę są urządzeniami drogimi w eksploatacji, o niskiej sprawności przemiany energii cieplnej w elektryczną (jako źródła energii elektrycznej), wymagającymi stałej i wykwalifikowanej obsługi oraz dużego zużycia materiałów eksploatacyjnych. Stopień ich wykorzystania w Polskich warunkach klimatycznych jest stosunkowo niewielki i wynosi zaledwie 2000-3000 godzin w roku.

W okresie zimowym i okresach przejściowych potrzebne jest ciepło do ogrzewania, wentylacji i przygotowania ciepłej wody użytkowej (c.w.u.), a w okresie letnim ciepło do podgrzewania c.w.u. Czas trwania poboru ciepła na potrzeby ogrzewania, w warunkach klimatycznych Polski, wynosi około 4000-4500 godzin na rok, przy czym należy zaznaczyć, że czas wykorzystania maksymalnej mocy źródeł ciepła wynosi 2000-2100 godzin na rok. Przy uwzględnieniu zapotrzebowania na c.w.u., maksymalna wydajność mocy ciepłowniczej kształtuje się na poziomie 3500-3800 godzin na rok.

Jednym z efektywnych sposobów wyrównania obciążeń źródeł ciepła i zwiększenia wykorzystania zdolności przesyłowych sieci jest ich wykorzystanie do zasilania urządzeń chłodniczych, przeznaczonych do przygotowania wody lodowej na potrzeby klimatyzacji. Efekt dodatkowego obciążenia źródła ciepła w okresie letnim na potrzeby chłodzenia przedstawiono na rysunku 5.



Rys. 5. Typowy uporządkowany wykres obciążeń cieplnych

Ze względu na tryb przesyłu energii, systemy kogeneracji/trigeneracji można podzielić na dwie grupy. Pierwsza – to scentralizowany system zaopatrzenia w ciepło na potrzeby ogrzewania, wentylacji i przygotowania ciepłej wody. W tym rozwiązaniu istnieje możliwość wykorzystania sezonowości występowania zapotrzebowania na ciepło do ogrzewania oraz chłodu do klimatyzacji i wykorzystania systemu w okresie letnim do pokrycia potrzeb chłodniczych klimatyzacji. Jest to system podwójnego skojarzenia, polegający na skojarzonym wytwarzaniu energii elektrycznej i ciepła/chłodu. W wariantcie tym ma się do czynienia z zasilaniem np. wariantów chłodziarek absorpcyjnych o dużej mocy. Nośnikiem ciepła grzejnego może być niskoprężna para upustowa, para wylotowa z turbiny lub woda grzejna podgrzana do odpowiedniej temperatury, niekoniecznie tożsamej z temperaturą wody sieciowej.

Podstawowe zalety produkcji chłodu (wody lodowej) w systemie scentralizowanym to:

- możliwość obniżenia nakładów inwestycyjnych na agregaty absorpcyjne i uzyskania wysokich wartości współczynnika wydajności chłodniczej COP,
- niewielkie (praktycznie pomijalne) straty przesyłu ciepła grzejnego,
- dostęp do czynnika o odpowiednio niskiej temperaturze (np. wody ruchowej w elektrociepłowni) do chłodzenia absorbera i skraplacza,
- możliwość zapewnienia fachowej eksploatacji instalacji przez wykwalifikowaną obsługę.

Natomiast wady to:

- rozbiór dużych wydatków wody lodowej (sieci rozdzielcze),
- konieczność budowy kosztownej, odrębnej sieci do przesyłu nośnika chłodu i zużycie energii na jego pompowanie.

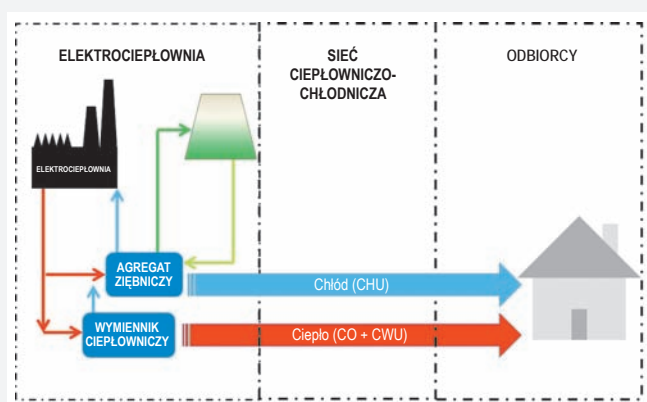
Znany jest pogląd, oparty na przesłankach natury ekonomicznej, że scentralizowany system trójgeneracyjny wymaga dużej gęstości zapotrzebowania na chłód.

Druga grupa – to kogeneracja rozproszona BChP (*Buildings: Cooling, Heating and Power*), która charakteryzuje się największą dynamiką rozwoju, umożliwiając wykorzystanie,

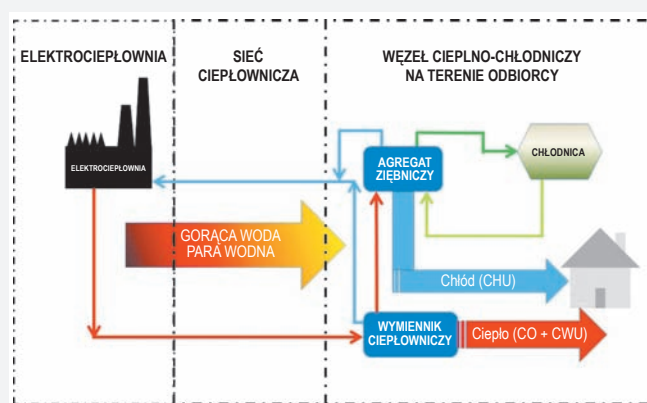
w różnych konfiguracjach, zasilania. W przypadku tych systemów można mieć do czynienia z dwoma rozwiązaniami:

- wytwarzaniem ciepła sieciowego i energii elektrycznej w elektrociepłowni, produkcją wody lodowej w absorpcyjnych centralach chłodu (AAC) usytuowanych w odrębnych budynkach poza terenem elektrociepłowni, ale w miarę blisko odbiorców;
- wytwarzaniem ciepła sieciowego i energii elektrycznej w elektrociepłowni oraz produkcją wody lodowej bezpośrednio u odbiorcy chłodu, tj. w indywidualnej centrali chłodniczej.

Niezależnie od wariantu, agregaty chłodnicze zasilane są najczęściej wodą sieciową z rurociągów ciepłowniczych.



Rys. 6. Węzeł ciepło-chłodniczy zlokalizowany u producenta chłodu



Rys. 7. Węzeł ciepło-chłodniczy zlokalizowany bezpośrednio u odbiorcy chłodu

W celu stworzenia możliwości wykorzystania sieci ciepłowniczej do zasilania urządzeń chłodniczych należy często zmieniać parametry wody sieciowej w okresie letnim. W szczególności, aby zapewnić efektywną pracę układów absorpcyjnych, należy podwyższyć temperaturę wody sieciowej wypływającej ze źródeł ciepła. Takie działania nie dość, że powodują wyprowadzenie energii ze źródła w postaci ciepła, to jeszcze odbija się to na obniżonej pro-

dukcji energii elektrycznej w skojarzeniu. Manipulowanie temperaturami wlot/wylot ze źródła istotnie odbija się na mocy elektrycznej wytworzonej w skojarzeniu, zwiększeniu strat ciepła – szczególnie przy podwyższonej temperaturze powrotu. W dużych systemach ciepłowniczych jest to kryterium mające duży wpływ na celowość dostarczania wody sieciowej o podwyższonej temperaturze (w okresie lata) do potencjalnych odbiorców zimna.

Uwzględniając zużycie energii pierwotnej do wytworzenia ciepła oraz wartość współczynnika wydajności chłodniczej (COP – Coefficient of Performance), przy poprawnie przeprowadzonej analizie, można zapewnić racjonalne wykorzystanie energii pierwotnej do produkcji zimna, niezależnie od temperatury ciepła sieciowego.

Atrakcyjne w warunkach Polski pod względem technicznym i ekonomicznym jest zasilanie absorpcyjnych wytwornic wody lodowej zainstalowanych bezpośrednio u odbiorcy zimna, za pomocą istniejących sieci ciepłowniczych. Rozwiązanie to eliminuje konieczność budowy kosztownych sieci rozdzielczych wody lodowej o bardzo dużych średnicach, co wynika z małych spadków temperatury nośnika zimna i związanych z tym dużych przepływów czynnika. Jednak dotychczasowe parametry wody sieciowej w okresie letnim, w tradycyjnie eksploatowanych systemach ciepłowniczych, nie spełniają wymagań technologicznych zapewniających optymalną eksploatację absorpcyjnych wytwornic wody lodowej. Dotyczy to zarówno temperatury wody sieciowej na zasilaniu, jak i dobowych zmian strumienia masy wody sieciowej w okresie letnim, a także w okresach przejściowych.

W przypadku zasilania absorpcyjnych urządzeń chłodniczych, podwyższenie temperatury wody sieciowej jest niezbędne, co – jak już wspomniano – stanowi pewną barierę w rozpowszechnieniu skojarzonej gospodarki ciepło-chłodniczej w miejskich systemach ciepłowniczych. Obecnie, w tradycyjnie eksploatowanych systemach ciepłowniczych, w okresie letnim nie są zapewnione parametry wody sieciowej wynikające z technologicznych potrzeb absorpcyjnych wytwornic wody lodowej (temperatura 70-75°C wynika z ograniczeń w podgrzewie c.w.u.). Podwyższenie temperatury wody powoduje zmniejszenie strumienia masy przepływającej wody. Dlatego, ze względu na stateczność hydrauliczną sieci, korzystne jest niezbyt duże podwyższenie temperatury wody sieciowej. W miarę wzrostu obciążenia systemu ciepłem dostarczanym na potrzeby chłodu, strumień wody ulega zwiększeniu, ze względu na stosunkowo niewielkie schłodzenie wody w warunkach chłodziarek absorpcyjnych [16].

Techniczne i ekonomiczne skutki podwyższenia temperatury wody sieciowej w systemach ciepłowniczych były przedmiotem wielu badań zarówno teoretycznych, jak i praktycznych. Na podstawie wyników tych badań stwierdzono, że nie ma szczególnych, technicznych ograniczeń w odniesieniu do stosowania trójgeneracji w polskich systemach ciepłowniczych.

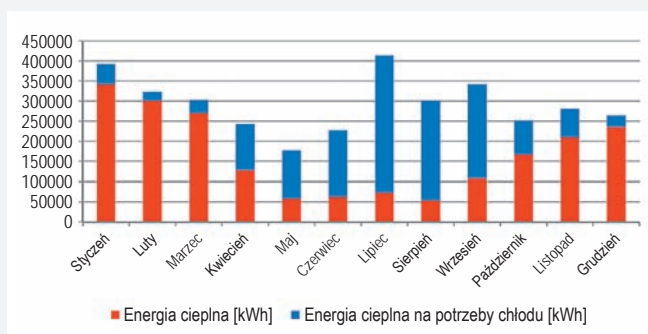
Zbyt wąski zakres prac modernizacyjnych sieci ciepłowniczej może być przyczyną dużych strat ciepła i powiązanych z tym strat finansowych, szczególnie przy małym udziale mocy chłodniczej wytwarzanej za pomocą ciepła sieciowego.

### „3” jak trzy technologie

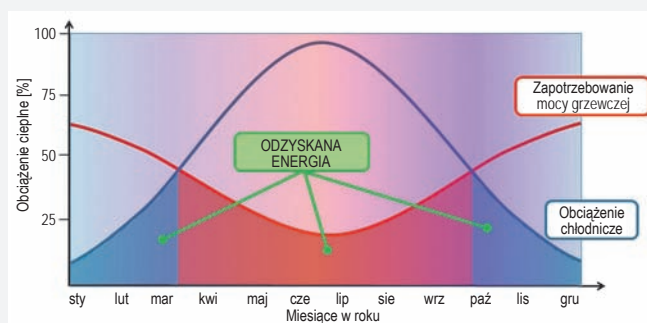
Typowy agregat wody lodowej zbudowany jest z klasycznego sprężarkowego (SAC) układu chłodniczego, cechującego się wysokim współczynnikiem COP oraz dodatkowo obiegu wody chłodzonej w parowniku. Realia i profil produkcji energii elektrycznej w naszym kraju jest powodem, dla którego nie będzie tu brany pod uwagę klasyczny układ lewobieżny, wykorzystujący sprężarkę napędzaną energią elektryczną. To rozwiązanie wymaga dostarczenia i zużycia znaczącej ilości energii elektrycznej, do czego potrzebna jest odpowiednia infrastruktura elektroenergetyczna, której dostępność w momencie występowania szczytów zapotrzebowania, z uwagi na specyfikę źródeł wytwarzania, jest ograniczona. Istotą poprawy efektywności energii elektrycznej na tym polu jest oszczędność energii elektrycznej, przy równoczesnej produkcji chłodu wykorzystywanego w urządzeniach klimatycznych z dodatkowym bonusem w postaci możliwości zwiększenia energii elektrycznej, poprzez wzrost zapotrzebowania na parę upustową lub zasilającą w turbinie parowej (bloki wyposażone w turbiny upustowo-przeciwprężne, upustowo-ciepłownicze), a tym samym wzrost przepływu pary, który umożliwia wzrost produkcji energii elektrycznej.

Alternatywnymi metodami produkcji chłodu, poprawiającymi efektywność cieplną bloku, są dwa systemy chłodnicze w grupie technologii sorpcyjnych oraz techniki strumieniowe.

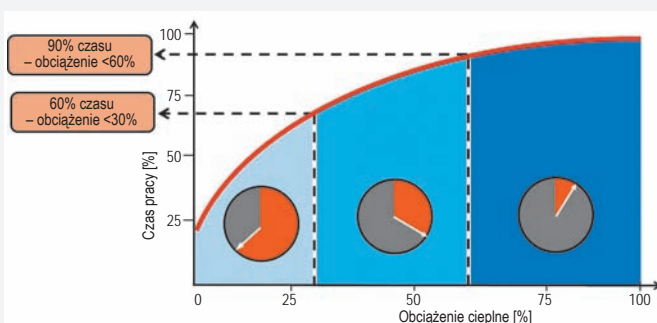
Istotą działania systemów sorpcyjnych jest wykorzystanie, w celu uzyskania wydajności chłodniczej, zjawiska sorpcyjnego polegającego na odsysaniu pary z parownika chłodniczego w procesie absorpcyjnym, jeśli czynnikiem pochłaniającym jest faza ciekła, lub adsorpcyjnym, jeśli czynnikiem pochłaniającym jest faza stała. W odróżnieniu od metody sprężarkowej układy te potrzebują źródła ciepła, ciepła niskotemperaturowego poniżej 200°C, którym może być energia odpadowa, sieć ciepłownicza, obiegi niskotemperaturowe jak obieg Rankine’a pracujący z czynnikiem organicznym (ORC). W przypadku zastosowań technik sorpcyjnych węzeł cieplny dostarczający ciepło sieciowe staje się głównym źródłem energii budynku – centralnego ogrzewania (CO) oraz ciepłej wody użytkowej (CWU) zimą i CWU i chłodu użytkowego (CHU) latem (rys. 8, 9, 10).



Rys. 8. Przykładowe zapotrzebowanie ciepła na potrzeby CO CWU ICHU dla budynku biurowego [15]



Rys. 9. Przykładowy wykres zapotrzebowania na moc chłodniczą (kolor niebieski) i grzewczą (kolor czerwony) w ujęciu sezonowym [22]

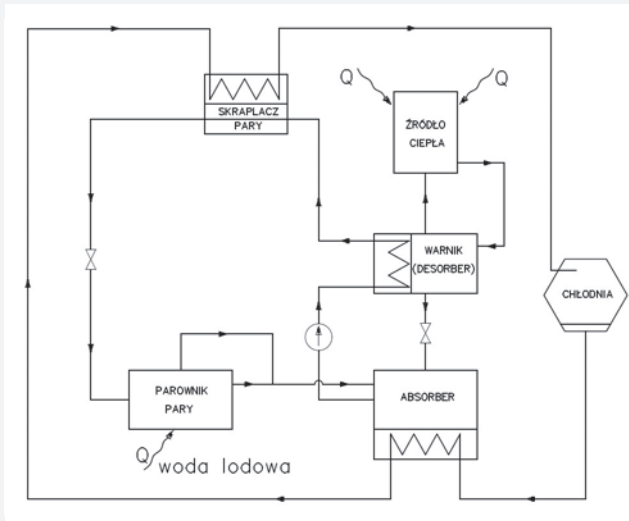


Rys. 10. Wykres obrazujący czas trwania i występowania danego obciążenia cieplnego budynku (odwzoruje on potrzebę dostawiania mocy chłodniczej źródła chłodu do potrzeb budynku) [22]

Sorpcyjne agregaty chłodnicze posiadają także szereg zalet eksploatacyjnych, takich jak: możliwość wykorzystania ciepła o dostępnych w okresie letnim parametrach, dużą trwałość wynikającą z konstrukcji, niski poziom hałasu i wibracji oraz zastosowanie wody jako czynnika chłodniczego. Wspólną cechą wszystkich systemów sorpcyjnych jest silna zależność efektywności energetycznej (COP) od temperatur nasycenia w skraplaczu, parowniku absorberze i desorberze. Temperatury absorpcji oraz desorpcji wpływają bezpośrednio na stopień odgazowania, czyli różnice stężeń roztworu na wylocie z absorbera oraz desorbera. Zależności te uzależnione są od zastosowanego czynnika roboczego (chłodniczego) oraz absorbentu, gdyż, przy pewnej różnicy temperatury desorpcji i absorpcji, stopień odgazowania zbliża się do zera, uniemożliwiając przeprowadzenie procesu.

Wśród systemów sorpcyjnych znaczne wydajności chłodnicze osiągają jedynie systemy absorpcyjne. Biorąc pod uwagę temperatury odpowiadające warunkom klimatyzacji, pod względem komfortu cieplnego lub użyteczności technologicznej, mogą być stosowane układy absorpcyjne bromolitowe z wodą jako czynnikiem chłodniczym oraz bromkiem litu jako absorbentem. Rozwiązania konstrukcyjne aparatów stanowiących elementy składowe agregatu są zdeterminowane warunkami pracy oraz właściwościami czynnika chłodniczego, jakim jest woda. W typowym urządzeniu temperatura skraplania pary wodnej wynosi ok. +45°C, a temperatura parowania nieco poniżej +4°C.

Ciśnienie bezwzględne w parowniku wynosi wówczas 0,8 kPa przy ciśnieniu w skraplaczu ok. 9 kPa. Różnica ciśnienia między skraplaczem a parownikiem wynosi zaledwie 8 kPa. Taka sama różnica panuje również między warnikiem a absorberem. W dużych jednostkach chłodniczych tak mała różnica ciśnienia nie stanowi wystarczającej siły napędowej przepływu znacznej ilości roztworu, przez co musi być wspomagane dodatkową pompą.



Rys. 11. Schemat ideowy absorpcyjnego urządzenia chłodniczego

Należy też zauważyć, że specyfika wody jako czynnika chłodniczego powoduje, że ciśnieniom w opisywanym agregacie bromolitowym odpowiadają bardzo duże objętości właściwe pary. Na przykład w parowniku o temp. 4°C z 1 litra wody powstaje 140 000 litrów pary, a w skraplaczu z prawie 17 000 litrów pary powstaje zaledwie litr skroplin. Rozwiązaniem jest podział na sekcje: warnik-skraplacz i parownik-absorber. W przypadku wahań temperatury nośnika ciepła, stabilna i efektywna praca agregatów bromolitowych jest zagrożona. Występuje niebezpieczeństwo wykrystalizowania się bromku litu, co jest najczęstszą przyczyną ich awarii. Agregat wyposaża się w system ciągłej kontroli stężenia bromku litu. W przypadku przekroczenia maksymalnej dopuszczalnej wartości stężenia absorbentu, układ sterujący ogranicza moc, utrzymując pracę zawsze w granicach dopuszczalnych stężenia roztworu.

Początkowo za dużą wadę w stosowaniu chłodziarek absorpcyjnych uznano niewystarczającą przepustowość systemów ciepłowniczych. Większość istniejących systemów ciepłowniczych jako warunki obliczeniowe przyjmuje okres zimowy na parametry wody 150/70°C czy 120-125/55-60°C. Natomiast spadki temperatury nośnika ciepła (wody sieciowej) w warnikach tradycyjnych, absorpcyjnych wytwornicach wody lodowej na ogół nie przekraczały 5 do 10 K, co wymuszało znaczne przepływy wody przez te wymienniki. Zlikwidowano to, wprowadzając nowe rozwiązania technologii budowy i stosując dwustopniowe odgazowanie roztworu roboczego. Rozwiązanie umożliwiło większe schłodzenie

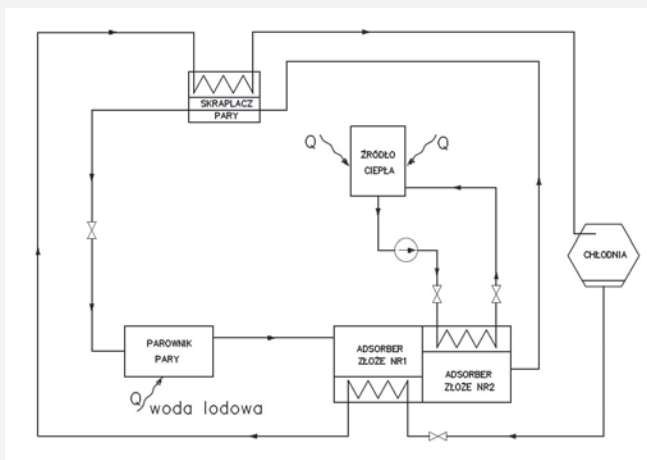
nośnika ciepła, a tym samym zmniejszenie strumienia jej masy, co niestety zmniejsza efektywność energetyczną urządzenia.

Problem powstaje w sezonie letnim. Jest mało prawdopodobne, aby potencjalne projekty oparte na urządzeniach absorpcyjnych, nawet najnowszej generacji, mogły spełnić wymóg minimum opłacalności, przy próbach zastosowania gorącej wody sieciowej jako medium napędowego, bez zmiany jej parametrów. W okresie letnim charakteryzuje się ona temperaturą rzędu 66-72°C na wyjściu z elektrociepłowni, a w praktyce o około 8°C niższą na wejściu do odbiorcy. Krajowe sieci ciepłownicze nie stwarzają bowiem możliwości przejścia na parametry 90/55°C typowych np. dla krajów skandynawskich. Należy pamiętać, że systemy ciepłownicze, budowane w latach 1960-1980, były projektowane dla parametrów 150/90°C. Dopiero w drugiej połowie lat osiemdziesiątych parametry te zaczęto sukcesywnie obniżać do 125/65°C. Prowadzone eksperymenty podwyższania parametrów wyjściowych wody sieciowej w okresie letnim do wartości zbliżonych do „skandynawskich” wykazały wzrost strat ciepła w systemie z 17 do 37% [15, 16], co stawia pod znakiem zapytania sens takiego rozwiązania [20]. Dlatego też na szczególną uwagę zasługują adsorbcyjne agregaty chłodnicze, które w wersji trójzłożowej mogą wykorzystywać ciepło z miejskiej sieci ciepłowniczej (MSC), bez potrzeby podnoszenia jego parametrów w okresie letnim. Podniesienie temperatury ciepła dostarczonego do odbiorców generuje szereg problemów eksploatacyjnych: zmniejszenie strumienia ciepła, spadek sprawności produkcji energii elektrycznej dla systemów skojarzonych, wymóg zainstalowania konkretnej mocy chłodniczej, niwelujący koszty podniesienia temperatury.

Agregaty adsorbcyjne (ADS), podobnie jak agregaty absorpcyjne wykorzystują ciepło do wytwarzania chłodu. Podstawowa różnica pomiędzy wymienionymi procesami sorpcji polega na tym, że w procesie adsorpcji wiązanie cząsteczek, atomów lub jonów następuje na powierzchni lub granicy faz fizycznych. Natomiast w procesie absorpcji następuje pochłanianie jednej substancji, zwanej absorbentem, przez całą objętość innej substancji zwanej absorbentem. W procesie adsorpcji stosuje się różne rodzaje układów adsorbent-adsorbent, co zasadniczo wpływa na pracę agregatów chłodniczych. Najczęściej spotykanym rozwiązaniem jest wykorzystanie jako adsorbentu wody, natomiast jako adsorbentu silikażelu (żelu krzemionkowego). Zaletą stosowania takiego układu jest przede wszystkim to, że silikażel ma zdolność do adsorpcji dużych ilości wody w niskich temperaturach i do regeneracji w temperaturze poniżej 90°C, a ponadto jest trwały, nietoksyczny i niekorozyjny. Zaletą wody jako adsorbentu jest przede wszystkim stosunkowo wysokie ciepło parowania, nietoksyczność, stabilność termiczna oraz brak negatywnego oddziaływania na środowisko naturalne [17].

Zastosowanie agregatów adsorbcyjnych w miejskich systemach ciepłowniczych daje możliwość pracy, mimo niskiej temperatury zasilania. Nawet tak niska temperatura wody pozwala na zainicjowanie procesu adsorpcji i wytwarzanie chłodu wykorzystywanego na potrzeby klimatyzacji różnego typu obiektów w okresie letnim. Podstawową zaletą tej technologii jest wykorzystywanie proekologicznych czynników chłodniczych oraz

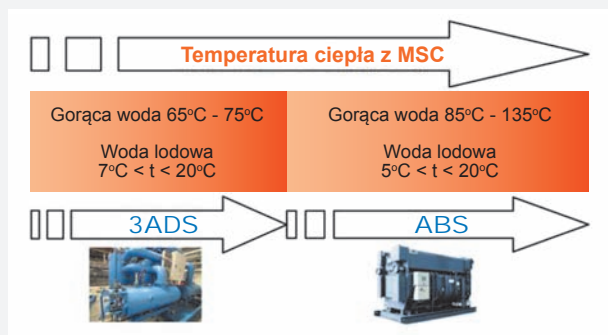
zmniejszenie zużycia energii elektrycznej [17]. Na rysunku 12 przedstawiono schemat zintegrowanego agregatu adsorpcyjnego, zbudowanego z dwóch komór adsorpcyjnych (adsorberów), skraplacza, parownika oraz zaworu rozprężnego.



Rys. 12. Zintegrowany schemat technologiczny dwukomorowej chodźniarki adsorpcyjnej

Ze względu na różnice w budowie, układy absorpcyjne (ABS) wykorzystują jako czynnik roboczy roztwory soli (głównie bromku litu), a w adsorpcyjnych (ADS) ciała stałe – najczęściej różne rodzaje krzemionki.

ABS znajduje zastosowanie wszędzie tam, gdzie dostępny parametr ciepła jest na poziomie już od 85°C, ADS już na poziomie od 65°C (rys. 13).



Rys. 13. Podział technologii sorpcyjnego wytwarzania chłodu ze względu na dostępny parametr [15]

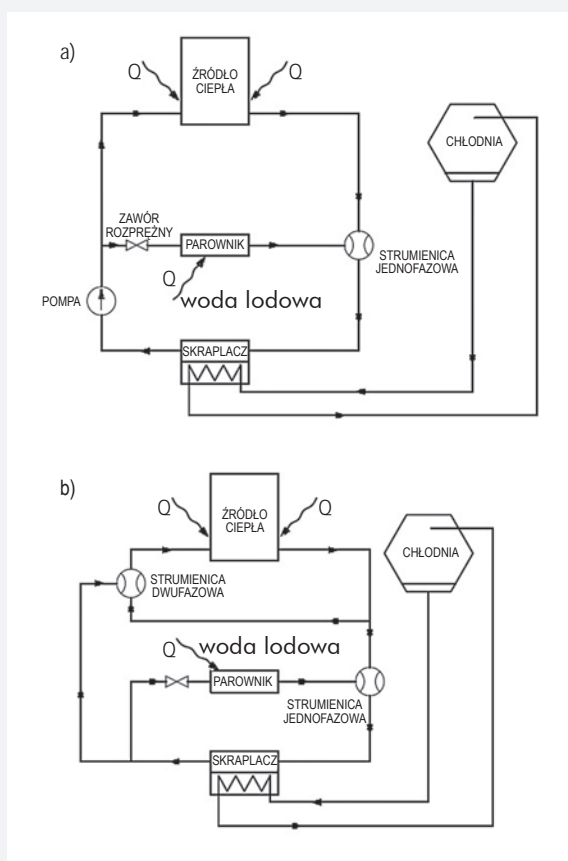
Znaczne nadzieje i kierunki badań są związane z urządzeniami strumienicowymi. W urządzeniach tych strumienica odgrywa rolę analogiczną, jak sprężarka w klasycznych urządzeniach chłodniczych realizujących obieg Lindego. Strumienica jest zasilana parą napędową wytwarzaną w generatorze. Wymagania dotyczące parametrów pary napędowej w tego typu urządzeniach są bardzo niewielkie, toteż rolę źródła ciepła w generatorze pary może spełniać z powodzeniem kolektor słoneczny. W takim

przypadku ujawnia się jedna z najbardziej istotnych zalet takiego rozwiązania, a mianowicie ciepło napędowe takiego urządzenia jest w dużej mierze skorelowane ze strumieniem ciepła, który należy odprowadzić z ochładzanego pomieszczenia, aby utrzymać w nim pożądaną temperaturę. Jest to jedna z podstawowych przesłanek powodujących znaczne zainteresowanie tego typu rozwiązaniem. Ponadto, zamiana sprężarki przez strumienicę parową znacznie ogranicza zapotrzebowanie na energię elektryczną, czyniąc urządzenie bardziej ekologicznym. W układzie tym energią napędową jest ciepło dostarczane do wytwornicy pary. Na wyplywie z wytwornicy ciśnienie nasycenia jest zależne od temperatury czynnika grzewczego. Para napędowa kierowana jest do strumienicy, która zasysa parę z parownika przez zawór dławiący, a częściowo wraca przez pompę do wytwornicy pary. Urządzenie strumienicowe jest zatem napędzane energią cieplną i w odróżnieniu do systemów sorpcyjnych nie wymaga odprowadzenia ciepła absorpcji do otoczenia. Budowa jest zdecydowanie prostsza.

Technika strumienicowa może z powodzeniem znaleźć zastosowanie tam, gdzie jest możliwość zagospodarowania ciepła odpadowego. Użycie urządzeń absorpcyjnych ma wady wynikające z tego, że są to urządzenia dużej mocy o skomplikowanej budowie. Istnieją również ograniczenia związane z zapewnieniem temperatury górnego źródła ciepła na poziomie gwarantującym poprawną pracę urządzenia. Urządzenia strumienicowe nie mają tych ograniczeń. Pracują stabilnie w zakresie temperatur skraplania poniżej wartości 33-35°C, powyżej której maleje współczynnik zasysania strumienicy, co, po zmianach konstrukcyjnych samej strumienicy, można o kilka stopni przesunąć w górę. Układy strumienicowe są znacznie bardziej elastycznymi układami, jeśli chodzi o pożądaną moc chłodniczą lub dyspozycyjną – ciepłno-napędową. Ponadto nie istnieją fizyczne ograniczenia co do wymaganych temperatur. Są urządzeniami znacznie prostszymi o podobnej efektywności. Dodatkowym atutem jest możliwość poprawy efektywności strumienicy poprzez wykorzystanie ciepła przegrzania pary opuszczającej urządzenie. Przegrzanie to wykorzystuje się do podgrzewania cieczy dostarczanej do wytwornicy pary, ograniczając tym samym zapotrzebowanie na moc napędową. Jednocześnie zmniejszeniu ulega ciepło oddane w skraplaczu, co przekłada się na możliwość stosowania mniejszych wymienników, bądź większą elastyczność w zakresie temperatur medium chłodzącego skraplacz [13, 14].

Kolejnym aspektem rozwoju układów strumienicowych są układy z wodą jako czynnikiem roboczym. Jak wspomniano wcześniej, istnieją pewne wady i ograniczenia układów absorpcyjnych. Dlatego możliwe jest zastosowanie w tym celu układu strumienicowego, napędzanego ciepłem niskotemperaturowym. Układ taki w elastyczny sposób będzie mógł pobierać parę do napędu układu produkcji wody lodowej, nie wpływając na poziom temperatury ciepła grzewczego. W układzie tym strumienica napędzana parą jest elementem wykorzystywanym do odsysania i obniżenia ciśnienia w parowniku. Proces odparowania

(wrzenia) wody pod obniżonym ciśnieniem w parowniku pozwala uzyskać obniżenie temperatury wody w obiegu wody lodowej wykorzystywanej w układach klimatyzacyjnych. Efekt obniżenia temperatury wody przy niskich ciśnieniach może być analogicznie wykorzystany, jak w konwencjonalnym chłodnictwie do odbierania ciepła z miejsc, w których jest ono produkowane, ewentualnie, gdy potrzeby komfortu publicznego wymuszają zastosowanie klimatyzacji.



Rys. 14. Chłodnicze układy strumienicowe  
a) klasyczny z zastosowaniem pompy mechanicznej,  
b) zmodyfikowany – z zastosowaniem pompy strumienicowej (obieg całkowicie napędzany energią cieplną)

Obieg cieplny elektrociepłowni parowej wykorzystywany jest z reguły do produkcji prądu elektrycznego oraz sezonowo do produkcji ciepłej wody obiegowej w celach grzewczych. Nowością w tym obiegu jest zastosowanie strumienicowego parowego obiegu wody lodowej. Należy jednakże podkreślić, że rozwiązanie to polega na napędzie układu parą niskoparametrową, nie zaś niskotemperaturowym ciepłem odpadowym. Jest to zatem rozwiązanie alternatywne w odniesieniu do istniejących rozwiązań, które jednocześnie stanowi układ w pełni poligeneracyjny, sprzężony integralnie z układem siłowni parowej (elektrociepłowni) [19].

## O „syndromie Kasi”, czyli podsumowanie

Naturalnym pytaniem, jakie może się nasuwać jest: dlaczego kogeneracja/trigeneracja nie jest jeszcze tak popularna, jak inne rodzaje inwestycji energetycznych?

Istnieje wyraźna potrzeba wyjścia na przeciw trendom rozwoju gospodarki skojarzonej i rosnącemu zapotrzebowaniu na komfort cieplny w pomieszczeniach.

Perspektywicznym obszarem zastosowania równoczesnego wytwarzania energii elektrycznej, ciepła i chłodu są źródła małej i średniej mocy, charakteryzujące się krótkim czasem budowy, najszybszym okresem zwrotu, mniejszym ryzykiem inwestycyjnym przy równoczesnych korzyściach eksploatacyjnych, jak wysoka sprawność i mniejsze koszty w pracy skojarzonej. Warunki te wymuszają bardzo staranne projektowanie, uwzględniające realne zapotrzebowanie na ciepło, mimo że przychody lub uniknięte koszty ze sprzedaży energii elektrycznej, czy uzyskanych świadectw pochodzenia są niewspółmiernie wyższe. Analiza struktury producentów energii, trendy w energetyce światowej i regulacje prawne wraz z zobowiązaniami członkowskimi nakazują przypuszczać, że era dużych jednostek konwencjonalnych powoli się kończy. Nawet umiarkowani optymiści wskazują, że duże bloki klasy *Jaworzno 910*, *Opole*, *Kozienice* są ostatnimi tego typu przedsięwzięciami, mimo iż Polska jest skazana na paliwa konwencjonalne przez najbliższe kilkadziesiąt lat. Szanse upatruje się w energetyce bardziej rozproszonej, nie mówiąc o energetyce prosumenckiej czy opartej o OZE w mikroskali, bo ten trend jest nieunikniony, ale również opartej na paliwach kopalnych, jednak o mocach wytwórczych małej i średniej wielkości. To właśnie te obiekty, które w sposób naturalny zlokalizowane będą blisko aglomeracji miejskich, stanowić będą idealne miejsce do wprowadzenia technologii trójgeneracyjnych z istniejącą już infrastrukturą ciepłowniczą. Nie można przy tym wykluczać dużych jednostek wytwórczych, choć trzeba mieć świadomość, że ewentualne zmiany technologiczne większe szanse będą miały już na terenie odbiorcy, w węzłach ciepłowniczych.

W konkurencji małych mocy kogeneracja/trigeneracja ma przewagę nad innymi rodzajami popularnych dziś inwestycji energetycznych:

- elektrowniami wiatrowymi, gdyż nie jest uzależniona od warunków atmosferycznych (siły wiatru), nie wymaga długotrwałych pomiarów wiatru, a także długich, kosztownych i pracochłonnych badań środowiskowych; nie budzi protestów społecznych ze względu na wprowadzanie hałasu czy infradźwięków, ani nie wymaga zachowania niezmięnionej struktury zagospodarowania terenu;
- biogazowniami, gdyż nie jest uzależniona od dostępności dużych ilości odpowiedniego surowca wsadowego, spełniającego podwyższone wymagania środowiskowe; nie rodzi niebezpieczeństwa pojawienia się nieprzyjemnych zapachów i wyziewów, nie wymaga lokalizacji z dala od aglomeracji miejskich, gdzie trudno jest o odbiór ciepła użytkowego

i nie wymaga stosowania niesprawdzonych i eksperymentalnych technologii;

- elektrowniami wodnymi, gdyż nie wymaga szczególnej lokalizacji i nie musi spełniać rozbudowanych norm środowiskowych;
- źródłami geotermalnymi, gdyż nie wymaga bardzo kosztownych odwiertów obciążonych często ryzykiem niepowodzenia i koniecznością wspierania wytwarzania dodatkowymi źródłami szczytowymi;
- systemami solarnymi, gdyż nie jest uzależniona od zmiennego nasłonecznienia, a w szczególności braku energii słonecznej w okresach największego zapotrzebowania na ciepło.

Dokonując uproszczonego rachunku zysku i strat należy odnotować, że trójgeneracja:

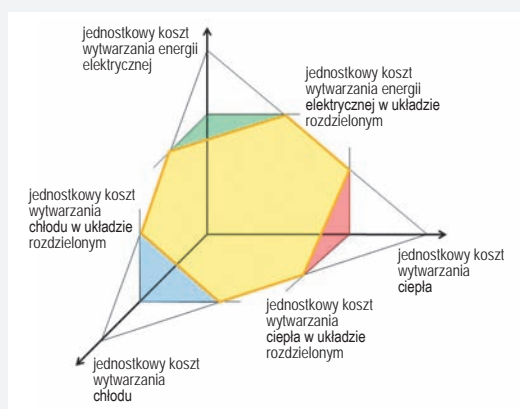
- poprawia wskaźniki ekonomiczne przedsiębiorstw ciepłowniczych poprzez zwiększenie sprzedaży ciepła, poprawę efektywności jego wytwarzania i dystrybucji, co skutkuje poprawą bezpieczeństwa energetycznego kraju;
- wprowadza nową usługę energetyczną, jaką jest produkcja i dostarczanie chłodu, związaną z wartością dodaną jaką jest komfort, niezawodność, uniezależnienie od wykorzystywania szkodliwych czynników chłodniczych;
- zmniejsza zapotrzebowanie na energię elektryczną do napędu agregatów chłodniczych, umożliwiając wytworzenie dodatkowej ilości energii elektrycznej;
- pozwala prognozować, że krajowy system elektroenergetyczny w szczycie obciążenia letniego może zostać „odciążony” o 3000-4000 MW; jest to moc, która powinna być brana pod uwagę w krajowym bilansie energetycznym, zwłaszcza wobec podnoszonych przez różne ośrodki poważnych wątpliwości, co do możliwości zainstalowania nowych bloków o mocy kilkunastu tysięcy MW do roku 2030, postulowanych w przyjętej przez rząd polityce energetycznej.

Jednak przed technologiami trigeneracyjnymi stoją wyzwania:

- pokonania barier początkowego okresu, w którym zyski ze sprzedaży chłodu nie kompensują znacznych nakładów inwestycyjnych i kosztów eksploatacyjnych; w perspektywie długookresowej ten czynnik nie będzie miał istotnego znaczenia, gdyż zostanie zrekomensowany zwiększoną sprawnością wytwarzania i przesyłania ciepła;
- wykorzystania ciepła systemowego do wytwarzania chłodu; podejmowane w ostatnim czasie próby przyniosły jak dotychczas znikome rezultaty; powstało zaledwie kilka instalacji, w których ciepło zasila agregaty absorpcyjne, wytwarzające wodę lodową na potrzeby klimatyzacji;
- promocji nowej kategorii produktu energetycznego – chłodu; produkt ten wymaga opracowania właściwej struktury administracyjnej, prawnej i finansowej;
- pokonania bariery utrudniającej wdrożenie trójgeneracji, wynikającej z braku metody rozdziału uzasadnionych kosztów rocznych na poszczególne nośniki energii wytwarzane w tej technologii bez subsydiowania skrośnego; proponowa-

ny sposób określania kosztów granicznych w trójgeneracji (energii elektrycznej, ciepła i chłodu) pokazano na rysunku 15 w postaci niesprawiedliwego systemu wsparcia technologii kogeneracyjnych czy trigeneracyjnych [16].

- porozumień między deweloperami/inwestorami nowoczesnych osiedli a podmiotami dostarczającymi energię ciepłą, spowodowanych częściowo wymogiem pasywnego charakteru nowoczesnego budownictwa.



Rys. 15. Podział kosztów nośników energii w trójgeneracji [Malko J., Wojciechowski H.: Poligeneracja. INSTAL 2004, nr 3]

Na jednej z tegorocznych konferencji poświęconej ochronie środowiska w energetyce Prezes *Veolia Energia Polska*, Włodzimierz Kędziara, podczas debaty przytoczył anegdotę, która szybko zrobiła furorę – o syndromie Kasi. Wszystkim uczestnikom się to spodobało. Porównał kogenerację do „koleżanki swoich wnuczków, Kasi” – bardzo dobrze uczącej się, o bardzo dobrym zachowaniu, o wielu z pewnością innych cennych walorach, tylko z jakiegoś powodu, nie wiedząc czemu, nikt jej nie chce, nikt jej nie lubi i nie chce się z nią zadawać. Kontynuując wątek mam dwie nowe wiadomości: pierwsza to taka, że Kasia ma młodszą siostrę Anię (trigenerację), która jest jeszcze fajniejsza i potrafi jeszcze więcej, a druga wiadomość, co pewnie już widać: jej nie lubią jeszcze bardziej i zaprzyjaźnienie się z nią wymaga jeszcze większych wysiłków.



Rys. 16. „Kasia” i „Ania” – kogeneracja i trigeneracja

Czy kogeneracja ma szanse na dynamiczny rozwój? Czy w ślad za nią trigeneracja znajdzie szerszych odbiorców? Czy jest prawdą, że rynek dla kogeneracji ma zbyt mały potencjał, aby na poważnie go zagospodarować? Jeśli tak jest, to czy trigeneracja nie znajdzie dla siebie miejsca? Czy podczas kolejnego kryzysu zasilania nie będziemy żałować, że nie uwolniliśmy tych kilkuset, może kilku tysięcy megawatów?

Budowa układu trigeneracyjnego wymaga przeprowadzenia szeregu analiz i zabiegów formalnych, które na etapie początkowym mogą być szczególnie odstrasające. Technologie trigeneracyjne nie są możliwe do zastosowania na zasadzie „prosto z półki”. Wymagają rozwagi i szczegółowej analizy kosztowej, gdyż ich rentowność nie zawsze ma uzasadnienie.

*Zakłady Remontowe Energetyki KATOWICE SA* jako firma realizująca zadania pod klucz, od koncepcji – projektu, poprzez prefabrykację, montaż i rozruch, może swą ofertą i wykorzystaniem potencjału znacząco odciążyć inwestora w zaangażowaniu dodatkowych zasobów wiedzy, ludzi i czasu, aby zastosowanie trigeneracji było możliwe.

## PIŚMIENNICTWO

- [1] Rifkin J., „Trzecia rewolucja przemysłowa. Jak lateralny model władzy inspiruje całe pokolenie i zmienia oblicze świata”, Wydawnictwo Sonia Draga Sp. z o.o., Katowice 2012.
- [2] Popkiewicz M., „Rewolucja energetyczna? Ale po co?”, Wydawnictwo Sonia Draga, Katowice 2015.
- [3] Boeker E., van Grondelle R., „Fizyka środowiska”. Wydawnictwo Naukowe PWN, Warszawa 2002.
- [4] Popczyk J., „Energetyka rozproszona od dominacji energetyki w gospodarce do zrównoważonego rozwoju, od paliw kopalnych do energii odnawialnej i efektywności energetycznej”, Polski Klub Ekologiczny Okręg Mazowiecki, Warszawa 2011.
- [5] Wiszniewski A., „Korzyści energetyczne, ekonomiczne i środowiskowe stosowania technologii kogeneracji i trigeneracji w rozproszonych źródłach energii”.
- [6] Karwat B., Stańczyk E., Mazurek M., „Wykorzystanie ciepła sieciowego do wytwarzania chłodu w procesie adsorpcji”, *Chłodnictwo* 2014, nr 5.
- [7] Trela M.(red.), „Ciepło skojarzone. Komfort zimą i latem – trigeneracja”, Wydawnictwo Instytutu Maszyn Przepływowych PAN, Gdańsk 2005.
- [8] Dembiński K. „Meandry wykresu i-s – reminiscencje”, *Energetyka* 2015, nr 4.
- [9] Kepler J., „Noworoczny podarek albo i o sześciokątnych płatkach śniegu”, Wstęp Zdzisław Pogoda, Wydawnictwo Uniwersytetu Warszawskiego, Warszawa 2014.
- [10] Informacja prasowa, „Czy wyciągnięte zostaną właściwe wnioski z 20-go stopnia zasilania”. Instytut Energetyki Odnawialnej (IEO), Warszawa, 24 sierpnia 2015.
- [11] Sanjayan M.A., „Energia przyszłości: Złoty Środek”, Discovery Science, styczeń 2016.
- [12] Popczyk J. [w:] „Generacja rozproszona w nowoczesnej polityce energetycznej – wybrane problemy i wyzwania”, Narodowy Fundusz Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej, Warszawa 2012.
- [13] Mikielewicz D., Wajs J., Lackowski M., Butrymowicz D., Karwacki J., Śmierciew K., Ziółkowski K. [w:] Wójs K.(red.) „Odzysk i zagospodarowanie niskotemperaturowego ciepła odpadowego ze spalin wylotowych”, Wydawnictwo Naukowe PWN S.A., Warszawa 2015.
- [14] Butrymowicz D., Baj P., Śmierciew K. „Technika chłodnicza”, Wydawnictwo Naukowe PWN S.A., Warszawa 2014.
- [15] Malicki M., „Sprężarkowo czy adsorpcyjnie? Metody produkcji chłodu przy pomocy ciepła sieciowego”, *Energetyka Ciepła i Zawodowa* 2013, nr 5.
- [16] Rubik M., „Produkcja chłodu w systemach ciepłowniczych – konieczność czy potrzeba biznesowa, *Ciepłownictwo, Ogrzewnictwo, Wentylacja* 2015.
- [17] Karwat B., Stańczyk E., Mazurek M., „Wykorzystanie ciepła sieciowego do wytwarzania chłodu w procesie adsorpcji”, *Chłodnictwo* 2014, nr 5.
- [18] Śmierciew K., Butrymowicz D., Karwacki J., Przybyliński T., „Analiza współpracy strumieniowego układu chłodniczego z obiegiem ORC w warunkach trigeneracji”, *Chłodnictwo* 2014, nr 9-10.
- [19] Butrymowicz D., Śmierciew K., „Technologia strumieniowa w chłodnictwie – nowe kierunki badawcze”, *Chłodnictwo* 2012, nr 5.
- [20] Schroeder A., Łach J., Poskrobko S., „Przegląd tendencji w zakresie wytwarzania wody lodowej w systemie trójgeneracji”, *Archiwum Gospodarki Odpadami i Ochrony Środowiska* 2009, tom 11.
- [21] Plutecki Z., „Wpływ mikroklimatu na czas życia maszyn w warunkach przemysłowej eksploatacji”. Prelekcja podczas Konferencji pt. „Utrzymanie ruchu – zarządzanie efektywność, remonty”, Katowice 2015.
- [22] Adamski B., „Nowoczesne agregaty wody lodowej w dobie certyfikacji energetycznej budynku”, *Chłodnictwo & Klimatyzacja* 2010, nr 4.
- [23] Gutkowski K., Butrymowicz D., „*Chłodnictwo i Klimatyzacja*” 2014.



Marcin Kost  
ZRE Katowice SA  
Wydział Zarządzania Projektami

## Projekty infrastrukturalne – realizacja i zagrożenia

### Infrastructural projects – implementation and hazards

We współczesnym biznesie większość przedsięwzięć realizowana jest w formie projektów. Ich tematyka jest szeroka i obejmuje całość działań biznesu: od tych z zakresu inwestycji w kapitał ludzki poprzez IT, aż po realizację dużych przedsięwzięć infrastrukturalnych. Do tych ostatnich zalicza się inwestycje w infrastrukturę energetyczną.

Projekty infrastrukturalne charakteryzują się dużym stopniem skomplikowania, wysokim budżetem, a czas ich trwania jest stosunkowo długi. Projekty w swojej definicji obejmują trzy aspekty, których równowaga zapewnia sukces ich realizacji. Są to: jakość, termin i koszty. Niektórzy autorzy dokładają do tego czwarty element, jakim jest zakres. Jednak w przypadku projektów infrastrukturalnych zmiana zakresu wiąże się najczęściej z całkowitą zmianą projektu. Decyzja o niej podejmowana jest najczęściej na szczęblu ponadprojektowym.

Powyższe aspekty podlegają największym zagrożeniom i każde zachwianie jednego z nich powoduje skutki w dwóch pozostałych. Na podstawie doświadczeń oraz literatury w niniejszym artykule przedstawiono przykłady takich oddziaływań, jak i refleksję dotyczącą ich przyczyn oraz ewentualne sposoby ich minimalizacji.

#### Przegląd literatury

Za historyczny początek projektowego podejścia do realizacji przedsięwzięć, mających określony zakres i cel, przyjmuje się amerykański projekt budowy bomby atomowej nazwany „Manhattan”. Stopień skomplikowania, konieczność koordynacji wielu ośrodków naukowych oraz współpracy cywili z wojskowymi wymusił stworzenie nowej organizacji i szczegółowego podziału zakresu i celu. Były to prapoczątki współczesnych struktur podziału prac i celu. Niektóre narzędzia i metody zaimplementowane do zarządzania projektem znane były wcześniej, jak na przykład wykres Gantta, który został opracowany na przełomie XIX i XX wieku, jednak wtedy nie wyodrębniano jeszcze osobnych struktur w celu realizacji określonego przedsięwzięcia [1].

Początkowo to podejście zastrzeżone było dla projektów wojskowych, jakkolwiek bardzo szybko zaczęło przenikać do zastosowań cywilnych. To właśnie podczas realizacji projektów wojskowych powstała większość podstawowych narzędzi planowania, zarządzania i analizy projektowej, takich jak metoda ścieżki krytycznej, metoda PERT i inne [2].

Już w latach 50-tych pierwsze, bardzo duże przedsięwzięcia cywilne zaczęto realizować w formułach przypominających współczesne podejście projektowe. Jednak dopiero od lat 70-tych XX wieku koncepcja realizacji przedsięwzięć za pomocą projektów na dobre zadomowiła się w przedsięwzięciach cywilnych, poprzez przemysł kosmiczny i lotnictwo. Jedną z pierwszych gałęzi przemysłu, w której wykorzystano podejście projektowe do realizacji inwestycji, była energetyka, zwłaszcza energetyka jądrowa [2]. Obecnie podejście projektowe stosuje się do większości przedsięwzięć współczesnego biznesu od zarządzania kapitałem ludzkim, poprzez IT, aż do dużych projektów inwestycyjnych [3].

#### Metodologie zarządzania projektami – historia

Czym jest projekt? Jest to przedsięwzięcie ograniczone w czasie, ograniczone w budżecie, mające określony zakres lub cel. Z założenia projekt jest przedsięwzięciem jednorazowym i unikalnym [4].

W ciągu siedmiu dekad historii zarządzania projektami wykształciły się tzw. metodologie zarządzania projektami, tj. zbiory standardowych zasad, narzędzi i dobrych praktyk, których wykorzystanie ułatwia skuteczne zarządzanie projektami.

Historycznie pierwszy raz stanowisko kierownika projektu (w projekcie cywilnym), a zatem i sformułowanie projekt zostało użyte w latach 1951-1953 i dotyczyło projektu rurociągu „Transmountain Oil Pipeline” w Kanadzie realizowanego przez firmę *Bechtel* [5]. Następnie w latach 50-tych w Australii firma *Civil & Civic* po raz pierwszy stworzyła ściśle współpracujący zespół projektowy realizujący projekty w formule będącej praprzodkiem dzisiejszej formuły EPC dla kontraktów typu „projektuj

i buduj”. Po raz pierwszy w rękach jednej firmy spoczywała odpowiedzialność za całość: od projektu do realizacji. Wcześniej, ale niekiedy także współcześnie, projekt tworzyli niezależni architekci, a każdy następny etap budowy musiał być koordynowany zewnątrz, co wymagało zaangażowania wielu podmiotów. *Civil & Civic* po raz pierwszy zajęła się tym procesem od A do Z, czyli mówiąc współcześnie poprowadziła projekt [6]. Wtedy też pojawiły się pierwsze techniki planowania projektów, jakie są stosowane do dziś:

- metoda ścieżki krytycznej (CPM – Critical Path Method) wynaleziona przez think tank firmy *du Pont* w zespole Kelleya i Walkera [7],
- metoda PERT (Project Evaluation Review Technique) [8] – nie mniej znana, wynaleziona przez zespół W. Fazara przy okazji projektu rakiet balistycznych Polaris,
- metoda PDM (Precedence Diagramming Method), zwana też metodą przedstawiania aktywności w węzle, opracowana na uniwersytecie Stanforda [9].

Kolejne lata przyniosły rozwój tych metod oraz ich uzupełnienie o inne aspekty, a w końcu doprowadziły do ukonstytuowania się pierwszych organizacji i związków zajmujących się zarządzaniem projektami, ich rozwojem, kształceniem kierowników projektów i certyfikowaniem. Były to IPMA – International Project Management Association w Europie oraz PMI – Project Management Institute w Stanach Zjednoczonych. Później dołączył do nich brytyjski Office of Government Commerce z metodologią PRINCE2.

W latach 70-tych XX w. nastąpił rozwój zastosowań metodologii zarządzania projektami do coraz większej ilości zastosowań, w tym do gwałtownie rozwijającego się w tamtym okresie przemysłu informatycznego, ale też wielkich projektów infrastrukturalnych. Wtedy także pojawiły się pierwsze koncepcje matrycowych organizacji i tzw. podwójnej podległości w organizacjach (projektowej i liniowej). W zakresie metodologii zaczęto tworzyć diagramy podziału prac WBS (Work Breakdown Structure) i podziały celów OBS (Object Breakdown Structure). Był to naturalny rozwój wcześniej wynalezionych metod i ich uszczegółowienie [10].

Lata 80-te i 90-te przyniosły gwałtowny rozwój zarządzania projektami. Wtedy wprowadzono jednorodne systemy certyfikacji kierowników projektów, pojawiły się ustandaryzowane metodologie, a rozwój technik informatycznych spowodował powstanie coraz lepszych narzędzi wspomagających zarządzanie projektami. Do zarządzania projektami zaczęły przenikać metody z innych dziedzin zarządzania, jak np. zarządzanie cyklem życia produktu (projektu) czy też pogłębiona analiza otoczenia [11].

Na przełomie wieków zmieniło się podejście do zarządzania niektórymi projektami, zwłaszcza tymi z zakresu technik informatycznych. W 2001 wydano manifest AGILE, czyli zwinnego podejścia do zagadnień wytwarzania oprogramowania. Manifest postulował odejście od klasycznego sformalizowanego podejścia do programowania (projektów z zakresu technik informatycznych) na rzecz elastyczności, pogłębienia relacji z klientem

i szybkiej reakcji na zmiany [12]. Manifest spowodował stworzenie nowych metodologii, kładących większy nacisk na elastyczność w projektach. Początkowo projekty wg tej metodologii (zwanej AGILE, ale też SCRUM, DSDM, FDD, etc.) dotyczyły prawie wyłącznie zakresu technik informatycznych. Obecnie zaś uważa się, że jest to w ogóle kierunek przyszłościowy w zarządzaniu projektowym, a zwłaszcza w zakresie badań i rozwoju [13].

## Ryzyko w projekcie

Pojęcie ryzyka jest różnie definiowane, samo słowo wywodzi się z języka włoskiego *risicare*, co znaczy „odważyć się”. Współcześnie większość autorów definiuje ryzyko jako stan, w którym możliwości i szanse ich wystąpienia nie są znane, zaś samo ryzyko używane jest wtedy, gdy:

- rezultat, jaki będzie osiągnięty w przyszłości, nie jest znany, ale możliwe jest identyfikowanie przyszłych sytuacji,
- znane jest prawdopodobieństwo zrealizowania się poszczególnych możliwości w przyszłości [14].

W literaturze można znaleźć wiele różnych klasyfikacji ryzyka. Najczęściej spotykany podział całkowitego ryzyka ze względu na czynniki kształtujące wyodrębnia:

- ryzyko systematyczne (zewnętrzne) – determinowane przez siły zewnętrzne i niepodlegające kontroli przedmiotu, który jest w jego zasięgu; ryzyko to jest związane z siłami przyrody, a także z warunkami ekonomicznymi; ten typ ryzyka nie może być wyeliminowany przez inwestora, a do jego źródeł zalicza się m.in. zmianę stopy procentowej, inflacji, przepisów podatkowych;
- ryzyko specyficzne (niesystematyczne, wewnętrzne) – obejmuje obszar działania danego podmiotu i może być przez ten właśnie podmiot kontrolowane (przyszłe zdarzenia, które można przynajmniej częściowo kontrolować); do najważniejszych przyczyn tego ryzyka zalicza się: zarządzanie firmą, dostępność surowców, płynność.

Pod względem decyzji rozwojowych firmy wyróżnić możemy następującą klasyfikację:

- ryzyko firmy – wynika z błędnej oceny przez firmę inwestującą przyszłych warunków rynkowych (np. przyjęcie nierealnego poziomu rotacji należności w dniach wskutek błędnych kalkulacji);
- ryzyko właścicieli – wynika ono z braku zainteresowania właścicieli kierunkami rozwoju firmy i prowadzić może do zminimalizowania ryzyka działalności gospodarczej;
- ryzyko projektu – związane jest z warunkami realizacji projektu (np. techniczne warunki realizacji projektu – dane rozwiązanie techniczne sprawdzone w jednej firmie, nie sprawdza się w drugiej, gdzie jest większa skala produkcji) [14].

Podejmowanie ryzyka w projektach jest nieuniknione, jednak ważne jest, aby zarządzać w opłacalny i systematyczny sposób. Identyfikacja, ocena i proaktywna kontrola powinny odbywać się w sposób aktywny i ciągły. W celu uczynienia

zarządzania ryzykiem skutecznym, ryzyka muszą zostać zidentyfikowane, ocenione i kontrolowane. Zasada ta odnosi się do wszystkich aspektów projektu. Identyfikacja, ocena i kontrola powinny być zgodne ze strategią i procedurą zarządzania ryzykiem, włączając w to prowadzenie rejestru ryzyka [15].

Bardzo ważnym elementem analizy ryzyka projektu jest analiza wpływu interesariuszy, która powinna być wykonana w fazie wstępnej projektu lub nawet przed nim, a polega ona na analizie wpływu szeroko pojętego otoczenia na projekt. Analiza ma za zadanie wskazać, kto i jaki wpływ ma na projekt. Staje się kluczowa, gdy cel projektu może wzbudzić sprzeciw otoczenia, co często ma miejsce w przypadku projektów infrastrukturalnych [15].

Niewłaściwa estymacja ryzyka, zarówno jego niedoszacowanie, jak i przeszacowanie, bądź zaniedbanie któregokolwiek z jej elementów, może spowodować groźne skutki w projekcie na poziomie kosztów i czasu trwania projektu – najczęstszy efekt złego szacunku ryzyka, w ekstremalnych przypadkach całkowite zawieszenie nawet w końcowej fazie projektu. Najlepszym tego przykładem jest wybudowana i nigdy nie uruchomiona elektrownia jądrowa *Zwentendorf* w Austrii. Mimo zakończenia budowy nie została uruchomiona ze względu na sprzeciw społeczeństwa wyrażony w referendum w 1978 roku [16].



Rys. 1. Nieuruchomiona elektrownia jądrowa w Zwentendorf, źródło: [www.businessgreen.com](http://www.businessgreen.com)

Podstawową drogą w niektórych projektach infrastrukturalnych, w celu zmniejszenia poziomu ryzyka związanego z czasem i kosztami, jest wprowadzenie elastyczności projektu. W celu realizacji tej strategii w sposób skuteczny niezbędna jest współpraca między zespołem klienta i projektu. W ten sam elastyczny sposób należy podejść do sekwencji pakietów prac lub nawet niektóre etapów. Kluczowym czynnikiem jest utrzymanie odpowiedniej jakości, kosztów i zachowanie czasu trwania projektu, pozostawiając jednak swobodę kształtowania projektu kierownikowi projektu, bądź poprzez aktywne włączenie się organu nadzornego (sponsora projektu, komitetu sterującego) [17].

Istnieje także inne teoretyczne podejście do oceny ryzyka zwane prognozowaniem klasy referencyjnej. Podejście to zostało opracowane w brytyjskim Departamencie Transportu i polega na unikaniu optymistycznej oceny ryzyka. Oparte jest

na analizie statystycznej danych historycznych porównywalnych projektów i polega na tym, że po ocenie ryzyka dla danego projektu jest ono porównywane z rzeczywistym ryzykiem projektów historycznych i dodawany jest odpowiedni wskaźnik do obliczonego wcześniej ryzyka, ze względu na oczekiwane niedoszacowanie ryzyka w pierwszej kalkulacji. Ocena taka powinna być wykonywana przez zewnętrznych, niezależnych i profesjonalnych audytorów, którzy zazwyczaj nie są zainteresowani projektem, przez co nie mają tendencji do optymizmu – niedoszacowania ryzyka.

Niedoszacowanie ryzyka jest często spowodowane przez wewnętrzne czynniki obliczania ryzyka. Ryzyko obliczane wewnętrznie – przez zespół projektowy, który jest zainteresowany realizacją projektu, nawet za wszelką cenę – może zostać niedocenione lub też może dojść do zawyżenia potencjalnych zysków. Efekt ten nazywany jest złudzeniem [18].

Istnieją też inne potencjalne punkty niedoszacowania ryzyka, takie jak skłonność do przywiązywania się do pierwotnego planu i zamykania oczu na inne potencjalnie lepsze rozwiązania. Osoby biorące udział w nowym projekcie często opierają swoją wiedzę na wcześniejszych doświadczeniach, co samo w sobie nie jest zjawiskiem negatywnym, jednak przy szacowaniu ryzyka może spowodować bardzo negatywne konsekwencje – ludzie w tej sytuacji nie są w stanie myśleć nieszablonowo. Mają tendencję do trzymania się pierwotnych planów i znanych rozwiązań, często zaniedbując lepsze opcje lub nie dokonując poprawek w istniejących planach. Ponadto istnieją problemy z kierownikami projektów, którzy nie są gotowi na zmiany lub unikają podejmowania osobistego ryzyka, nie wdrażając procedury zarządzania zmianą lub elastycznych rozwiązań. Może także istnieć konflikt wewnętrzny spowodowany przez sprzeczne interesy różnych grup zaangażowanych w projekt, które mogą mieć różne cele, np. wydłużenie projektu, bądź zwiększenie jego kosztów. By temu zapobiec nie można doprowadzić do zaistnienia asymetrii informacji, które mogą odgrywać istotną rolę w niedoszacowaniu ryzyka. Ponadto eliminacja podobnych zjawisk powinna zostać zapewniona przez kontrolę i nadzór nad projektem.

Innym ważnym czynnikiem ryzyka, który jest rzadko brany pod uwagę, jest oszustwo jednej ze stron projektu. Zjawisko to należy zwalczyć poprzez wprowadzenie przejrzystości i jasnych zasad w projekcie, jak również przez osobę kontrolującą całość działalności projektu.

Następnym często pomijanym problemem przy szacowaniu ryzyka jest iluzja – wewnętrzne widzenie, które można przezwyciężyć poprzez dodanie do zespołu projektowego osób z zewnątrz, przynajmniej na etapie szacowania ryzyka projektowego, które posiadają wiedzę i doświadczenie w zakresie rezultatów planowanego projektu. Osoby takie powinny być ekspertami z ogromną wiedzą historyczną w odniesieniu do zadania [19].

W polskich realiach projektów infrastrukturalnych bardzo powszechnym zjawiskiem jest przerzucanie ryzyka z inwestora na głównego wykonawcę w nadmiernym zakresie, co przy dużym nacisku na cenę – najczęściej głównym kryterium zwycięstwa

w przetargu – powoduje nadmierną i niewspółmiernie dużą ekspozycję na ryzyko głównego wykonawcy, który z kolei stara się je przetransferować na podwykonawców. Skutki takiego działania były widoczne przy fali bankructw, opóźnień etc. występujących przy budowie autostrad w Polsce [20]. Sytuacji tej częściowo winne są przepisy prawa obowiązujące w Polsce.

### Podsumowanie

Literatura doskonale opisuje teoretycznie zarządzanie projektem. Pokazuje część problemów, jakie występują podczas egzekucji projektu, które mogą wynikać z samego podejścia projektowego charakteryzowanego przez, przede wszystkim, określony czas i budżet.

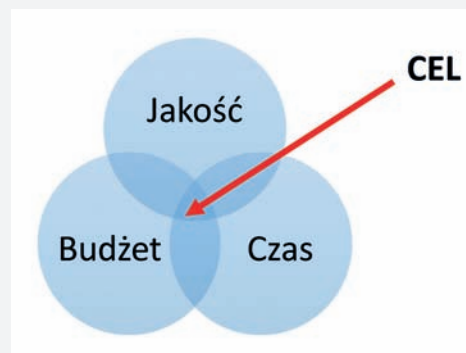
Ewolucja metod zarządzania projektem pokazuje, że zmieniają się one w celu zwiększenia kontroli i ścisłego nadzoru nad przebiegiem projektu w celu zmniejszenia niepewności, a przez to zoptymalizowanie kosztów i czasu trwania projektu. Podobnie, jak coraz nowsze narzędzia wspomagające ten proces, zawężają przestrzeń niekontrolowaną projektu.

Jak pokazuje literatura, a potwierdza praktyka, analiza ryzyka projektowego powinna być istotnym elementem każdej fazy egzekucji projektu. Istnieje bardzo wiele zagadnień, które mają wpływ na przebieg projektu, a nie zawsze są brane pod uwagę, co prowadzi do negatywnych skutków w praktyce. Ciekawe podejście prezentuje w swych opracowaniach Bent Flyvbjerg. Zwraca on uwagę na aspekty socjologiczne zarządzania ryzykiem, takie jak próba oszustwa czy też skłonność ludzi do awersji przed nieznanym. Nie poprzestając na ukazaniu tych aspektów, wskazuje drogę, jak im zapobiegać.

Literatura przytoczona we wstępie teoretycznym zwraca uwagę, ale nie analizuje otoczenia projektu, na które zwrócić uwagę w drugiej, bardziej praktycznej części artykułu. Nie skupiłem się również w tej części opracowania na aspekcie jakości w projekcie, co spowodowane jest tym, że w dużych projektach infrastrukturalnych najważniejsze decyzje jakościowe podejmowane są na szczeblu wyższym niż projekt i są narzucone w definicji zakresu projektu, a następnie przeliczane do zakresu poszczególnych pakietów prac. Największy wpływ na jakość projektu ma strategiczna decyzja o budżecie, która determinuje wybór wykonawców i dostawców. Decyzja ta również podejmowana jest na wyższym szczeblu niż projekt. Cel projektu powinien być zbalansowany, tj. realizowalny w określonej jakości przy założonym czasie i budżecie (rys. 2), co powinno pokazać studium wykonalności poprzedzające decyzję o rozpoczęciu projektu.

Istotnym czynnikiem ryzyka dla projektów infrastrukturalnych są uwarunkowania prawne. Niektóre podmioty podlegają szczególnym przepisom prawa, jakim jest *Prawo zamówień Publicznych*, ale też innym przepisom, jak *Prawo energetyczne*, *Prawo budowlane* etc. Może to znacząco ograniczyć swobodę działania inwestora, narzucając procedury wyboru dostawców nie zawsze optymalne z punktu widzenia techniki bądź

prowadzenia projektu. Wbrew intencjom ustawodawcy prawo, a zwłaszcza *Prawo Zamówień Publicznych*, poprzez narzucenie procedur wyboru dostawcy – co miało na celu eliminację zjawisk patologicznych – może prowadzić do poniesienia dodatkowych kosztów, choćby z tytułu zwiększenia wolumenu części zamiennych, w przypadku braku wskazania konkretnego dostawcy urzędującego bądź technologii. Prywatni inwestorzy, niepodlegający tym ograniczeniom, mają większą swobodę w kształtowaniu polityki wyboru dostawców [20].



Rys. 2. Relacja cel, jakość, czas i budżet

### Praktyka projektowa<sup>1)</sup>

Stare porzekadło ludowe mówi: „Tanie mięso psi jedzą”. Niestety ono także jest bardzo częstą praktyką projektową. Autor spotkał się niejednokrotnie z podejściem absolutnego priorytetu ceny.

W roku 2008 autor odpowiadał, z ramienia inwestora, za uruchomienie elektrofiltru dla pieca szklarskiego oraz przez następny rok za jego eksploatację. Inwestor na początku projektu w ogóle nie planował instalacji elektrofiltru na nowo budowanej linii produkcji szkła. Ze względu na stosowanie opalania gazem ziemnym nie jest on elementem bezwzględnie wymaganym technologicznie. Jednak decyzja środowiskowa wymogła zastosowanie elektrofiltru. Podstawowym kryterium, ze względu na budżet projektu, była cena. Wybór padł na pewną małą, nieznaną szerzej na rynku, włoską firmę, z którą wcześniej inwestor nie posiadał żadnych doświadczeń. Już w czasie budowy okazało się, że firma działa na zasadzie podzlecenia niemal całego zakresu prac – praktyka jakże podobna do stosowanej przez niektóre z firm startujących w przetargach na głównego wykonawcę w projektach infrastrukturalnych – sama zaś dostarcza jedynie projekt-technologiczny i bazy elektrofiltru oraz nadzór na budowie.

<sup>1)</sup> Na podstawie doświadczeń autora w projektach infrastrukturalnych w przemyśle i energetyce. W tej części zostaną przedstawione podstawowe problemy, z jakimi autor się spotkał oraz subiektywna ocena zaistniałych faktów. Nie stanowi ona w żadnej mierze stanowiska firmy ZRE Katowice SA i jest wyłącznie osobistą opinią autora.

Proces uruchomienia nie przebiegał pomyślnie. Od początku występowały problemy z sygnalizacją ilości gipsu (produktu ubocznego powstającego w tego typu elektrofiltrze), oczyszczaniem elektrod oraz systemem podawania sorbentu (drobnokrystalicznego wapienia). Po okresie dwóch lat elektrofiltr nadawał się do remontu generalnego. Korozja wnętrza elektrofiltru, uszkodzenia elektrod, zużycie systemu oczyszczania elektrod spowodowały jego zatrzymanie do remontu. Z wyjątkiem układu elektrycznego został on całkowicie przebudowany (zbudowany praktycznie od podstaw) przez renomowanego dostawcę. Włoski producent nie poczuwał się do odpowiedzialności za swój produkt. Sprawa znalazła swój finał w sądzie, a inwestor poniósł podwójny koszt budowy elektrofiltru.

Czy to było do uniknięcia? Jak najbardziej. Gdyby na początku jedynym kryterium wyboru nie była cena, ale przede wszystkim doświadczenie w podobnych instalacjach i parametry techniczne, sytuacja wyglądałaby inaczej. Tym bardziej że przebudowany przez renomowanego dostawcę elektrofiltr działa sprawnie i nie stwarza większych problemów technicznych.

### Jakość to będzie

Na tym samym wcześniej opisanym projekcie, innym elementem, który przysporzył bardzo wielu problemów, zarówno na etapie uruchomienia, jak i dalszej eksploatacji, było urządzenie zwane zasypnikiem. Jest to urządzenie podające surowce szklarskie bezpośrednio do pieca. Wybór dostawcy padł na jedną z chińskich firm, jednego z największych producentów tego typu urządzeń na rynek chiński, która wcześniej współpracowała z renomowanym niemieckim producentem takich urządzeń. Dodatkowo za wyborem tego właśnie urządzenia przemawiały pozytywne doświadczenia w innej hucie tego samego koncernu w Rumunii. Pomimo zastrzeżeń ze strony przedstawicieli produkcji, zdecydowano się na zakup tego urządzenia w Chinach, zastrzegając wiele wymagań jakościowych, jednak nie precyzując ich w wystarczający, jak się okazało, sposób. Wstępny odbiór w Chinach odbył się w sposób pospieszny (ze względu na opóźnienie projektu) i nie skupiono się na szczegółach. Jednak po odbiorze tego urządzenia w Polsce okazało się, że sytuacja nie przedstawia się dobrze. Kluczowe elementy zasypnika, jak szuffa czy układ chłodzenia były zgodne z wymaganiami, jednak ogólna jakość wykonania, układ napędowy czy jakość montażu pozostawiała wiele do życzenia. Dla przykładu: całe urządzenie było skręcone śrubami klasy 4.6(!), klasy praktycznie nie używanej w Europie do jakichkolwiek odpowiedzialnych urządzeń i niedopuszczalnej w tego rodzaju urządzeniach. Wszystkie śruby musiały zostać zastąpione przez odpowiednie klasy 8.8. W napędzie zastosowano sprzęgło kłowe, którego nie sposób przełączyć na ruchu, co jest niezbędne nie tylko w sytuacjach awaryjnych, ale także przy rutynowym okresowym przełączaniu napędu. Potem, w czasie ruchu regulacyjnego, niemożność płynnego przełączenia napędu spowodowała poważne zachwia-

nie w produkcji. Ponadto barierki miały za małą wysokość i były wykonane z materiału niezapewniającego bezpieczeństwa w razie oparcia się. Dodatkowo osłona termiczna szuffli nie została wykonana z odpowiedniego materiału: nie zapewniał on wystarczającej odporności na korozję chemiczną występującą w kontakcie z oparami z nad ciepłego szkła.



Rys. 3. Uszkodzona osłona termiczna szuffli zasypnika po półrocznym okresie eksploatacji, źródło: zdjęcie własne autora

W efekcie wprowadzono poprawki, wymieniono wadliwe elementy, jednak wciąż urządzenie nie było w pełni zgodne z wymaganiami produkcji i było kłopotliwe w eksploatacji. Niestety, w wymaganiach jakościowych, jak się okazało, nie było ścisłych zapisów odnoszących się do powyższych punktów, więc producent w ogóle nie poczuwał się do odpowiedzialności, tym bardziej że spełniały one chińskie normy i wymagania chińskich producentów szkła. Zaoszczędzone pieniądze nie wystarczyły na wykonanie niezbędnych modernizacji i na pokrycie kosztów jego awarii. Jak się później okazało, zasypnik dostarczony do Rumunii przez tego samego producenta był dużo lepiej dostosowany do europejskich standardów. Powstał na licencji, do której chiński producent w międzyczasie utracił prawo i wprowadził do konstrukcji zmiany, do których został zobligowany, a których skutkiem było pogorszenie jakości i użyteczności wyrobu.

Można uniknąć podobnej sytuacji poprzez bardzo ścisłą definicję każdego wymagania wobec urządzenia i niepozostawienie zbyt wielu punktów pod wymagania normatywne oraz ścisły odbiór u producenta. Nie można pozwolić na dowolną interpretację zapisów, np. jeśli powołujemy się na normy, należy konkretny zapis normy przytoczyć. Dodatkowo zawsze należy przeprowadzić drobiazgowy odbiór u producenta. Nawet pozytywne doświadczenia z przeszłości nie zwalniają osób odpowiedzialnych za jakość – zwłaszcza za jakość dostaw – z drobiazgowego sprawdzenia zgodności produktu z zamówieniem i takiego sformułowania zamówienia, aby producent nie miał zbyt dużego pola do własnej interpretacji i oszczędności.



Rys. 4. Wymienione śruby łączące zasypnika,  
źródło: zdjęcie własne autora

## Nie zmienia się koni w połowie rzeki

Zmiany obsady projektu zazwyczaj bardzo źle wpływają na projekt. Jeszcze gorszą sytuacją jest ta, gdy w ogóle nie udaje się zgromadzić ludzi o odpowiednich kompetencjach. W przypadku wystąpienia obu tych okoliczności jednocześnie problemy w projekcie są nieuniknione. Na jednym z realizowanych obecnie projektów główną przeszkodą w prawidłowym przebiegu projektu jest ciągle zmieniający się personel zleceniodawcy, któremu nie zależało na sprawnym zakończeniu projektu. Było to wbrew ich osobistym interesom – przypadek opisany w literaturze [19]. Po zakończeniu negocjacji, podpisaniu kontraktu i przeprowadzeniu mobilizacji na budowie okazało się, że personel zleceniodawcy odpowiedzialny za przebieg projektu nie ma doświadczenia w zakresie projektu, ponadto nie ma także doświadczenia w projektach tej skali – budowy bloku energetycznego. Dla personelu projektu ważniejszą sprawą, z powodu której zorganizowano spotkanie wszystkich podwykonawców, było sprzątnięcie na budowie i jego podział niż koordynacja budowy. Brak koordynacji powodował przestój dźwigów i innego ciężkiego sprzętu niezbędnego do wykonania prac związanych z posadowieniem turbiny i konieczne było ponoszenie dodatkowych kosztów z tym związanych. Niektórzy inspektorzy nadzoru sprawiali wrażenie jakby po raz pierwszy widzieli przedmiot kontraktu, a już na pewno nigdy nie brali udziału w montażu takowego. Było to zwłaszcza widoczne na turbinie parowej. Swoją brak wiedzy personel przykrywał najczęściej arogancją i przesadną, w negatywnym tego słowa znaczeniu, skrupulatnością. Na domiar złego, ciągle zmieniały się osoby odpowiedzialne za kontrolę i harmonogramowanie projektu, a z czasem również i z wyższych szczebli projektu, a nawet zarządu zleceniodawcy, tak że do końca projektu na budowie pozostały zaledwie dwie osoby, które były na niej od początku. Dodatkowo, gdy nastąpiło widoczne opóźnienie i pojawiły się pierwsze efekty powyższych działań zespołu projektowego po stronie zleceniodawcy, wywiązał się konflikt wewnętrzny pomiędzy członkami konsorcjum,

będącego głównym wykonawcą projektu. Rykoszetem tego konfliktu były dodatkowe opóźnienia, zbędne prace dodatkowe, niepotrzebne nadmierne koszty po stronie wykonawców. Ciągłe zmiany personalne bardzo utrudniały kontakt i opóźniały przekazywanie danych powodując dalsze opóźnienia.

Dodatkowym czynnikiem, pogorszającym przebieg projektu, było negatywne nastawienie zleceniodawcy do współpracy z podwykonawcami, którzy nie byli traktowani jak partnerzy. Często decyzje podejmowane na budowie, mimo zgodności z dokumentacją, były decyzjami nierozsądnymi, a wszelkie próby przekonania inspektorów do ich zmiany kończyły się fiaskiem. Końcowym efektem tych wszystkich okoliczności jest około półroczne wydłużenie projektu. Bezspornym dowodem, na fatalne skutki powyżej przedstawionych działań po stronie zleceniodawcy, było zwiększenie wartości kontraktu o ok. 25% w postaci robót dodatkowych. Dopiero w końcowej fazie na projekcie pojawiła się osoba z praktycznym i dużym doświadczeniem w energetyce, pozytywnie nastawiona do współpracy z podwykonawcami i prace znacząco przyspieszyła i zakończyła się.

Powyższa sytuacja była do uniknięcia, gdyby zleceniodawca zadbał od początku o zaangażowanie kompetentnego i doświadczonego personelu lub przynajmniej takiego, który zna swoje ograniczenia, potrafi dobrze współpracować z innymi i wysłuchać argumentów doświadczonego wykonawcy oraz ewentualnie odrzucać je z gruntowną argumentacją. Prawdopodobnie również koszty po jego stronie byłyby niższe, gdyż udałoby się uniknąć wielu niepotrzebnych czynności na budowie i części opóźnień.

## Podsumowanie

Jak pokazuje praktyka, problemy i ryzyko realnych projektów nie zaczynają się i nie kończą na problemach i ryzykach przedstawionych w literaturze. Żaden model teoretyczny nie jest w stanie przewidzieć wszelkich problemów i ryzyka, jakie mogą wystąpić w projekcie. Często kierownicy projektu nie mają wpływu na kryteria, którymi kieruje się inwestor w wyborze dostawców. Zazwyczaj punkt widzenia decydentów jest diametralnie inny od punktu widzenia techników, kierowników projektów, bądź późniejszych użytkowników celu projektu, gdyż jedni patrzą najczęściej na koszty poniesione doraźnie, a drudzy na długofalową eksploatację i wydatki z nią związane. Często koszty poniesione po zakończeniu projektu na dostosowanie efektów projektu do wymagań jego użytkowników wielokrotnie przekraczają doraźne oszczędności, a nierzadko nie jest to już możliwe.

Jednak i jedni, i drudzy powinni mieć na uwadze, że im lepiej – co nie zawsze znaczy taniej – przeprowadzony projekt, tym bardziej pozytywne będą jego skutki dla jego interesariuszy. Problem ten jest do przezwyciężenia poprzez bardzo dobrą i możliwie jak najdokładniejszą definicję celu bądź zakresu projektu, poprzedzoną wnikliwą analizą interesariuszy, co zresztą jest podkreślane w literaturze [4].

Innym problemem, typowym dla obecnego czasu, wielu prowadzonych jednocześnie projektów w branży energetycznej, jest dostępność wysokokwalifikowanej kadry technicznej: od inspektorów nadzoru, poprzez wyższy i średni dozór, aż po spawaczy. Powoduje to, że stanowiska na projektach obsadzone są przez ludzi o niższych od wymaganych kompetencjach i nieposiadających wystarczającego doświadczenia w prowadzeniu powierzonych im zakresu, a nierzadko niedysponujących odpowiednimi cechami charakterologicznymi do pracy zespołowej. Bardzo często dobór takich pracowników do zespołu projektowego, a zwłaszcza tych przeznaczonych do współpracy z podwykonawcami na projekcie, powoduje niepotrzebne napięcia i konflikty, w szczególności, gdy stosunki między stronami są napięte, a różnice w kompetencjach znaczne. Konfliktem takim można zapobiec poprzez odpowiedni dobór kadry, a jeśli jest możliwość, wymieszania osób doświadczonych z tymi niedoświadczonymi, bądź przynajmniej odpowiedni dobór charakterologiczny personelu projektu – odrzucenie osób konfliktowych czy też o wybujałym ego, na rzecz takich, które chcą się uczyć i zdają sobie sprawę z własnych ograniczeń. Istotnym elementem jest także odpowiednie zmotywowanie kadry projektowej, aby nie starała się przeciągać projektu.

## Wnioski

Zarządzanie projektami jest bardzo szeroką i wieloaspektową dyscypliną wiedzy, która pomimo stosunkowo krótkiej historii jest już dosyć dobrze opisana w literaturze. Ponieważ jest to dyscyplina przede wszystkim praktyczna i trudno spotkać dwa identyczne projekty, wciąż jest miejsce na dalsze publikacje opisujące tę gałąź wiedzy.

Większości problemów projektowych nie da się uniknąć, jednak można się do nich przygotować, aby zmniejszyć ich skutki. Zarówno teoria, jak i praktyka podkreślają ważkość analizy ryzyka i niepodchodzenia do tej kwestii w sposób pobieżny. Taktyka taka może się zemścić, gdy w trakcie projektu pojawią się nieprzewidziane, ale jednak możliwe do przewidzenia a priori, okoliczności, które zagrażą jednemu z kluczowych aspektów projektu. Oszczędności na analizie ryzyka najczęściej powodują dodatkowe wydatki podczas realizacji projektu [14].

Innym bardzo ważnym czynnikiem, o którym można przeczytać w literaturze, jak i spotkać się w praktyce są kwestie związane z doбором właściwego personelu projektowego i to zarówno na etapie planowania i analizy, jak i na etapie wykonawczym [19]. Nawet najlepiej przygotowany projekt, z bardzo dobrze opracowanym zakresem, planem, harmonogramem nie zakończy się sukcesem, jeśli zostanie obsadzony przez niekompetentny, bądź niezgrany zespół projektowy, niemający wspólnego celu w postaci terminowego zakończenia projektu i odwrotnie. Nawet nie najlepiej przygotowany projekt ma szansę na sukces, jeśli zostanie obsadzony przez kompetentny, umotywowany i zgrany zespół.

Należy unikać jednostronnego patrzenia na cel projektu przez pryzmat tylko jednego z aspektów: budżetu, jakości bądź czasu, nie biorąc pod uwagę dwóch pozostałych. Jakikolwiek brak równowagi między tymi aspektami powoduje zachwianie i duże ryzyko nieosiągnięcia celu [15]. Planując projekt, zwłaszcza budżet i zakres czasowy, opisując jego ramy pamiętajmy o równowadze pomiędzy czasem, budżetem i jakością. W rachunku końcowym złe zaplanowanie tych aspektów może doprowadzić do przekroczenia ich wszystkich, czego można by uniknąć. Rozpoczęcie projektu powinna zawsze poprzedzić refleksja nad wykonalnością projektu w zadanych uwarunkowaniach oraz dogłębna analiza ryzyka i interesariuszy.

## PIŚMIENNICTWO

- [1] Rhodes R., *The Making of the Atomic Bomb*, Simon & Schuster, New York 1995.
- [2] Sisk T., *History of project management*, Berkely University, Berkely 2003.
- [3] Heagney J., *Fundamentals of Project Management*, 4 red., AMACOM, 2012.
- [4] Project Management Institute, *A Guide to the Project Management Body of Knowledge*, 3 red., PMI, Newton Square 2004.
- [5] Bechtel S.D.J., „Project Management – Yesterday, Today, and Tomorrow,” *PMNetwork*, tom III, nr 1, pp. 6-8, January 1989.
- [6] Stretton A., „A Short History of Modern Project Management,” *PM World Today* 2007, nr X, tom IX.
- [7] Kelley J.E.J., Walker M.R., „The Origins of CPM: A Personal History,” *PMNetwork* 1989, nr 2, tom III, pp. 7-22.
- [8] Fazard W., „The Origins of PERT,” *The Controller* 1962, pp. 598-621.
- [9] Fondahl J.W., „Precedence Diagramming Methods: Origins and Early Development,” *Project Management Journal* 1987, nr 2, tom XVIII, pp. 33-36.
- [10] Snyder J.R., „Modern Project Management: How Did We Get Here - Where Do We Go?,” *Project Management Journal* 1987, nr 1, tom XVIII, pp. 28-29.
- [11] Sievert R.W.J., „A Review of Value Engineering as an Effective System for Planning Building Projects,” *Project Management Journal* 1991, nr 1, tom XXII, pp. 31-38.
- [12] Beck K., Beedle M., van Bennekum A, Cockburn A., Cunningham W., Fowler M., Grenning J., Highsmith J., Hunt A., Jeffries R., Kern J., Marick B., Martin R.C., Mellor S., Schwaber K., Sutherland J., Thomas D., „Manifest Agile,” 11-13 lutego 2001. [Online]. Available: <http://agilemanifesto.org/iso/pl/>. [Data uzyskania dostępu: 30 12 2015].
- [13] Moran A., *Managing Agile*, Springer, 2015.
- [14] Tarczyński W., Mojsiewicz M., *Zarządzanie ryzykiem. Podstawowe zagadnienia*, Polskie Wydawnictwo Ekonomiczne, Warszawa 2001.

- [15] Office of Government Commerce, Managing Successful Projects with PRINCE2 2009, Office of Government Commerce, London 2009.
- [16] EVN AG & PRIMA VISTA Media & Consulting GmbH, „The Nuclear Power Plant Zwentendorf A unique location for television, film, and photography,” 2010. [Online]. Available: <http://www.nuclear-power-plant.net/index.php?lang=en>. [Data uzyskania dostępu: 14 01 2015].
- [17] Gil N., Tether B.S., „Project risk management and design flexibility: Analyzing a case and conditions of complementarity,” *Research Policy* 2011, tom 40, pp. 411-428.
- [18] Flyvbjerg B., „From Nobel Prize to Project management: Getting Risk Right,” *Project Management Journal* 2006, nr 3, tom 37, pp. 5-15.

- [19] Flyvbjerg B., Garbuio M., Lovallo D., „Delusion and Deception in Large Infrastructure Projects: Two models for Explaining and Preventing Executive Disaster,” *California Management Review* 2009, nr 2, tom 51, pp. 170-193.
- [20] Elźbieciak T., „Wielkie wyzwanie – inwestycje energetyczne w czasie i budżecie,” 09 11 2015. [Online]. Available: [http://budownictwo.wnp.pl/wielkie-wyzwanie-inwestycje-energetyczne-w-czasie-i-budżecie,260901\\_1\\_0\\_5.html](http://budownictwo.wnp.pl/wielkie-wyzwanie-inwestycje-energetyczne-w-czasie-i-budżecie,260901_1_0_5.html). [Data uzyskania dostępu: 19 01 2016].

ZRE KATOWICE

Zbigniew Stachurski

ZRE Katowice SA

Oddział Regulacji i Sterowania Turbin Parowych

## Modernizacja układów regulacji, zabezpieczeń i smarowania jako niezbędna konieczność dla eksploatowanych małych turbozespołów

### Modernization of control, protection and lubrication systems as a necessary procedure for small TG units still in operation

Do około 2005 roku większość turbogeneratorów w elektrowniach zawodowych podlegała modernizacji. Zmieniano tylko układ przepływowy podwyższając sprawność cieplną, ale również modernizowano układ sterowania wprowadzając układ regulacji elektrohydrauliczny (EHR) z regulatorem cyfrowym. Taki sposób sterowania pozwala na pracę turbozespołu z niezczułością  $\varepsilon = 0,1$  (oznacza to, że przy biegu jałowym  $n = 3000$  obr/min,  $\Delta n = 3$  obr/min). Zastosowanie regulatora cyfrowego umożliwia wybranie trybu regulacji (np. mocy, ciśnienia pary dolotowej) w sposób bezuderzeniowy, dzięki funkcji śledzenia wszystkich wielkości regulowanych, wprowadza dodatkowe elektroniczne zabezpieczenia. Modernizując układ regulacji i zabezpieczeń

turbozespołu usuwa się większość wypracowanych elementów mechanicznych i hydraulicznych, co w przyszłości zmniejsza koszty remontowe.

W tym czasie w małych siłowniach przyzakładowych wykonywano tylko remonty układów regulacji. W zasadzie do bieżącego roku niewiele turbozespołów małych siłowni zostało zmodernizowanych. Dalsze wykonywanie tylko remontów elementów układów regulacji nie ma większego sensu, bo rosnące wymagania, pewność ruchu i oczekiwana 2-letnia gwarancja jest nie do spełnienia.

ZRE Katowice od początku swojej działalności rozwijały się w zakresie remontów i później modernizacji układów regulacji i zabezpieczeń, stawiając na wiedzę ludzi i sprzęt. Utworzony



Oddział Regulacji i Sterowania Turbin Parowych (TRS), działający w ramach Wydziału Turbin i Generatorów, zajmuje się kompleksowo remontami, modernizacją, serwisem, diagnostyką i rozwiązywaniem zgłoszonych problemów w instalacjach olejowych i sterujących turbozespołów parowych. Obecnie skupia się na modernizacjach turbozespołów w małych siłowniach. Przykładem może być przeprowadzona modernizacja turbiny PB8/4 w EC Jelenia Góra (rys. 1-3).



Rys. 1. Turbina PB8/4 przed modernizacją



Rys. 2. Turbina PB8/4 po modernizacji



Rys. 3.  
Turbina PB8/4  
po modernizacji

W końcu roku 2015 rozpoczęto modernizację układu regulacji turbiny *Siemens* 55 MW w TAMEH Polska. W połowie stycznia 2016 turbozespół został oddany do eksploatacji (rys. 4-6).

Do każdej modernizacji podchodzi się indywidualnie. Projekt opiera się na sprawdzonych urządzeniach (regulator cyfrowy, przetworniki EH typu, CPC, TM-25 LP firmy *WOODWARD*, przetwornik *Voith*, zawór proporcjonalny *Vickers*,

karta analogowa typu EEA-PAM, sterowniki typu ES-10, APB, czujniki położenia balluff, przetworniki *Aplisens*, przekaźniki *Honeywell*) i jest optymalizowany kosztowo na każdym etapie modernizacji.



Rys. 4. Turbina *Siemens* 55 MW przed modernizacją



Rys. 5. Turbina  
*Siemens* 55 MW  
przed modernizacją



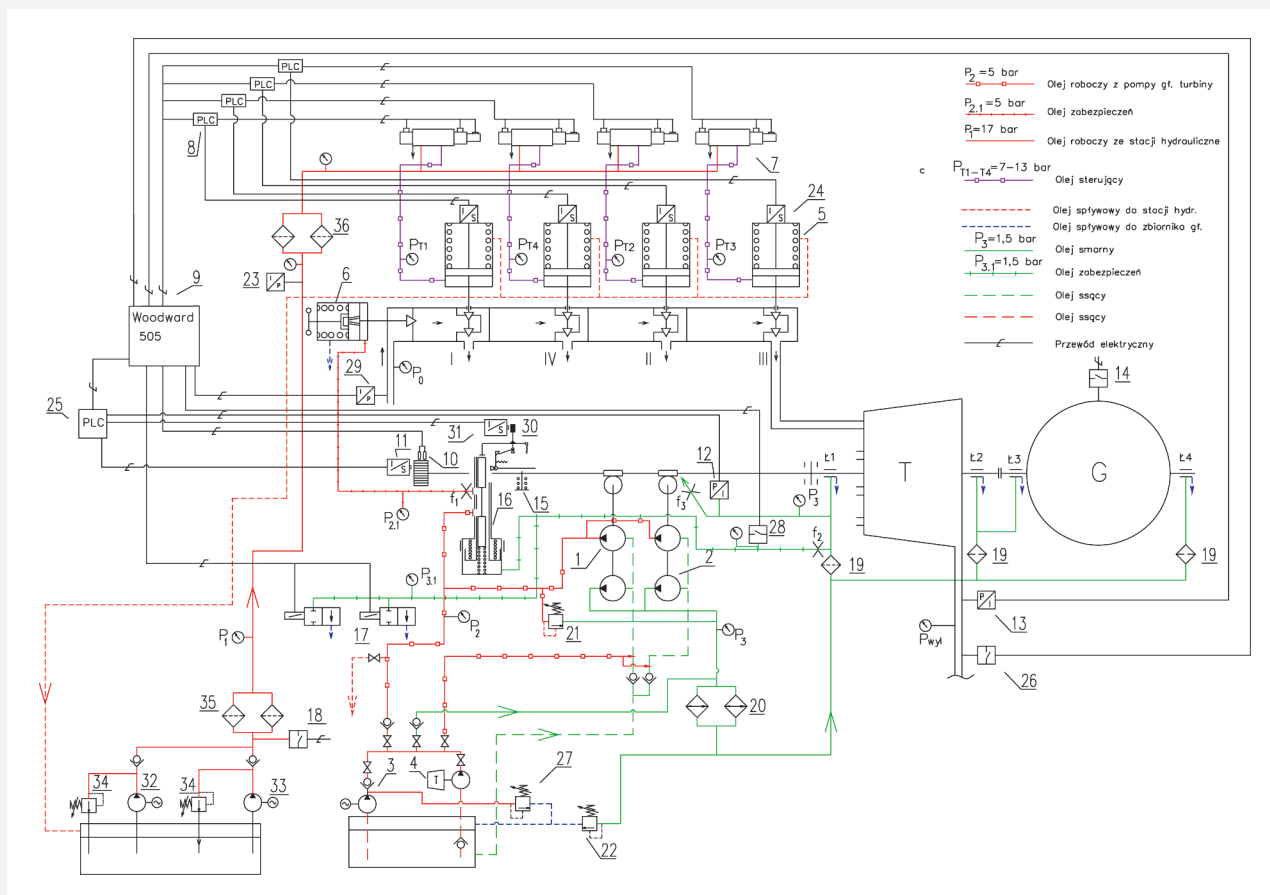
Rys. 6. Turbina *Siemens* 55 MW  
po modernizacji

### Modernizacja układu regulacji turbogenerатора PB 8/4 EC Jelenia Góra

Modernizacja układu regulacji polegała na zamianie regulacji mechaniczno-hydraulicznej na regulację elektrohydrauliczną.

#### Podstawowe dane turbozespołu

- Dane turbiny
- moc znamionowa 8 MW
- parametry pary świeżej 30 - 37 barów/400-435°C/78 t/h
- parametry pary upustowej 2 - 3 bary
- prędkość obrotów  $n_p = 3000$  obr/min



Rys. 7. Schemat układu regulacji i zabezpieczeń turbiny PB8/4 EC Jelenia Góra (po modernizacji)

- Dane generatora
 

typ	SKODOVY ZAVODY 4H5469/2
moc znamionowa	8 MW
napięcie, natężenie	6300 V, 917 A
prędkość obrotowa	3000 obr/min
cos φ	0,8

#### Układ zasilania olejem

Olej roboczy  $P_1 = 17$  barów dostarczany jest do układu regulacji przez jedną z pomp (32 lub 33 – rys. 7) ze stacji hydraulicznej. Odpowiednie ciśnienie oleju roboczego zapewniają zawory przelewowe (34). Czystość oleju zapewniają filtry (35, 36). Przy spadku ciśnienia oleju roboczego  $P_1 < 14$  barów przekażnik (18) załączy pompę rezerwową.

Olej roboczy  $P_2 = 5$  barów do suwaka zabezpieczeń (16) i serwomotoru zaworu szybkozamykającego (6) dostarczają pompy główne zębate (1), napędzane wałem turbiny. Odpowiednie ciśnienie oleju roboczego  $P_2$  zapewnia zawór redukcyjny (21). Olej do układu smarowania  $P_3 = 1,5$  bara dostarczany jest przez

główne pompy zębate (2) napędzane wałem turbiny. Odpowiednie ciśnienie oleju smarowania zapewnia zawór przelewowy (22). Jeżeli ciśnienie obniży się poniżej dopuszczalnego, to automatycznie załączy się pompa rozruchowa (3). Stałe ciśnienie oleju zapewnia zawór przelewowy (27). Dla zapewnienia odpowiedniej czystości oleju zastosowano filtry przy łożyskach (19). Właściwą temperaturę oleju na dopływie do łożysk zespołu zapewnia chłodnica (20).

#### Układ regulacji turbiny

Jego zadaniem jest:

- utrzymanie stałej zadanej prędkości obrotowej podczas biegu jałowego oraz zadanej mocy po zsynchronizowaniu generatora z siecią ogólnokrajową;
- utrzymanie stałego zadanego ciśnienia pary wylotowej, moc turbiny jest przy tym wielkością wypadkową; wymienione wielkości są utrzymywane na stałym poziomie w granicach proporcjonalności elektronicznego regulatora 505.

*Praca turbiny na biegu jałowym i pod obciążeniem bez załączonej regulacji ciśnienia pary wylotowej*

Przy wzroście prędkości obrotowej turbiny czujniki magnetyczne (10 – rys. 7) przesyłają impuls elektryczny do elektronicznego regulatora „Woodward” 505 (9), zainstalowanego w szafie przy turbinie. Regulator 505 przesyła następnie przetworzony impuls elektryczny do sterowników PLC (8), które za pośrednictwem zaworów proporcjonalnych (7) sterują serwowmotorami zaworów regulacyjnych (5). Serwowmotory przymkną się nie dopuszczając do nadmiernego wzrostu prędkości obrotowej turbiny. Każdy serwowmotor posiada sprzężenie zwrotne (24) i jest indywidualnie sterowany z oddzielnego sterownika PLC (8) i zaworu proporcjonalnego (7). Gdy prędkość obrotowa maleje, działanie regulacji jest odwrotne.

Żądaną prędkość obrotową na biegu jałowym ustala się za pomocą elektronicznego regulatora 505. Po synchronizacji, prędkość obrotowa turbiny wynikająca z częstotliwości prądu, utrzymuje się na stałym poziomie, a regulatorem 505 ustala się żądaną wartość mocy.

*Praca turbiny pod obciążeniem i przy załączonej regulacji ciśnienia pary wylotowej*

Po synchronizacji należy obciążyć turbinę do takiej mocy, aby uzyskać żądane ciśnienie pary wylotowej  $P_{wyl}$ . Wtedy za pomocą elektronicznego regulatora 505 załącza się jej regulację. Proces regulacji przebiega w sposób następujący: przy wzroście ciśnienia pary wylotowej przetwornik ciśnienia (13) przesyła impuls elektryczny do regulatora 505, który za pośrednictwem sterowników (8) i zaworów proporcjonalnych (7) przymyka zawory regulacyjne (jak w poprzednim opisie), nie dopuszczając do nadmiernego wzrostu ciśnienia pary wylotowej. Jednocześnie następuje obniżenie mocy (moc regulacji ciśnienia pary wylotowej jest wielkością wypadkową). Gdy ciśnienie obniży się, działanie regulacji jest odwrotne. Żądane ciśnienie ustala się za pomocą elektronicznego regulatora 505.

**Elementy nowe i zmodernizowane**

*Czujniki magnetyczne prędkości obrotowej (10 – rys. 7)*

Czujniki (1) przekazują wartość prędkości obrotowej wirnika turbiny do regulatora elektronicznego 505, są zamontowane nad kołem zębatym (2) w przednim koźle turbiny. Czujnik magnetyczny wytwarza sygnał napięciowy, gdy koło zębate z materiału magnetycznego obraca się przed jego czołem przy zachowaniu odpowiedniej szczeliny  $s = 0,7-0,9$  mm.

*Regulator elektroniczny 505 (9 – rys. 7)*

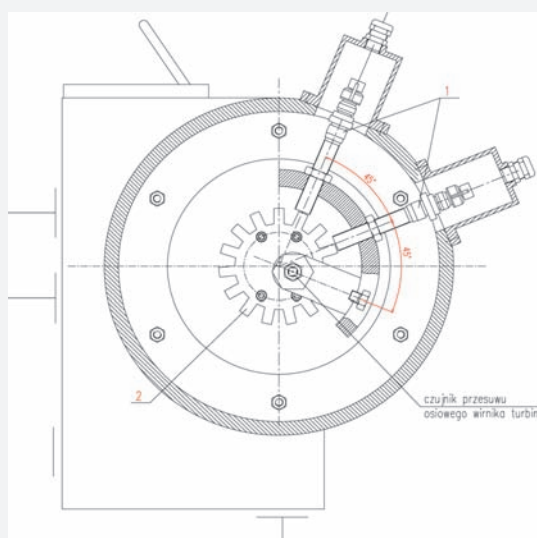
Regulator służy do przetwarzania impulsów elektrycznych wejściowych:

- prędkości obrotowej turbiny  $n$ ,
- ciśnienia pary wylotowej  $P_{wyl}$ ,
- ciśnienia oleju smarowania  $P_3$ ,
- przesuwu dźwigni suwaka zabezpieczeń (30),
- przesuwu wirnika turbiny (11)

na impulsy wyjściowe:

- sterujące sterownikami PLC (8),
- sterujące zaworami elektromagnetycznymi (21).

Regulator służy także do zadawania prędkości obrotowej oraz mocy lub ciśnienia pary wylotowej z turbiny. Moc jest wtedy wielkością wypadkową.



Rys. 8. Czujniki prędkości obrotowej, czujnik przesuwu osiowego wirnika turbiny

*Sterownik PLC (8 – rys. 7)*

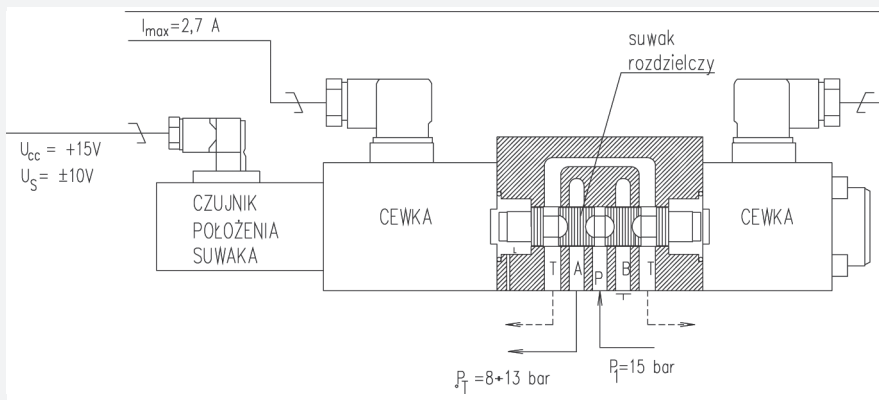
Zadaniem sterownika jest przetwarzanie impulsu elektrycznego (4 - 20 mA) z regulatora 505 na impuls do zaworów proporcjonalnych (7).

*Zawór proporcjonalny Vickers (7 – rys. 7)*

Zadaniem zaworu proporcjonalnego jest przetwarzanie impulsu elektrycznego na ciśnienie oleju sterującego  $P_T = 8-13$  barów. Zawór jest zasilany olejem roboczym  $P_1 = 17$  barów. Cewki sterują suwakiem rozdzielczym, który dostarcza olej  $P_T$  do serwowmotoru zaworu regulacyjnego.

*Zmodernizowany serwowmotor zaworu regulacyjnego (5 – rys. 7)*

Przy wzroście ciśnienia oleju sterującego  $P_T = 8-13$  barów z zaworu proporcjonalnego do serwowmotoru, tłok (1) przesuwa się do góry, pokonuje opór sprężyny (2) i otwiera zawór regulacyjny.



Rys. 9. Zawór proporcjonalny Vickers

Jednocześnie przetwornik położenia Balluff (3) przekazuje wielkość położenia tłoka do sterownika PLC (rys. poz. 8) (sprzężenie zwrotne), co zapobiega dalszemu otwieraniu serwowymotoru. Przy spadku ciśnienia oleju sterującego  $P_T$  działanie serwowymotoru jest odwrotne.

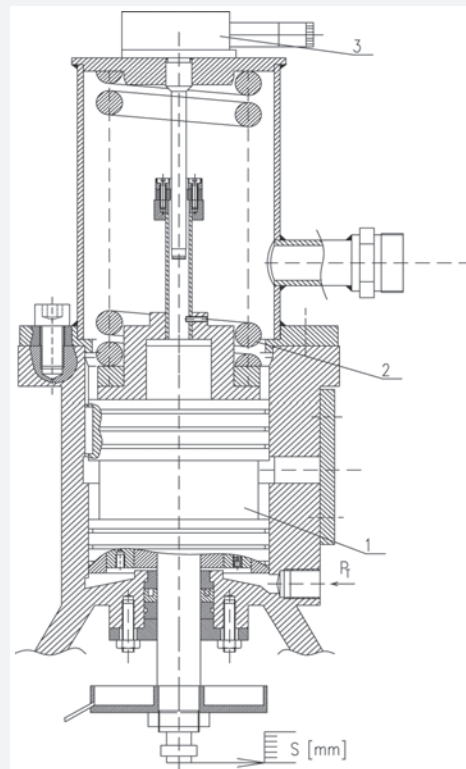
### Modernizacja układu regulacji turbogeneratora Siemens 55 MW TAMEH ZW Blachownia

#### Podstawowe dane turbozespołu

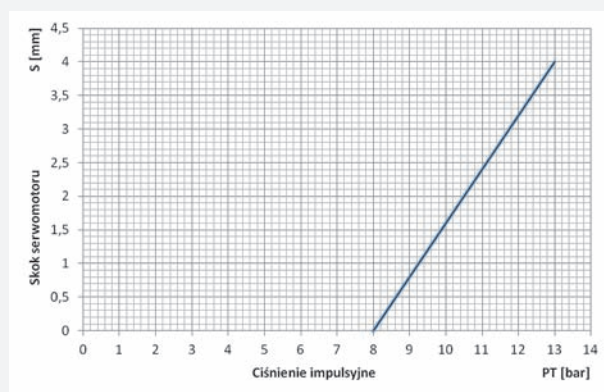
- Dane turbiny**  
 moc znamionowa 50/55 MW  
 parametry pary świeżej 96/111 barów, 510/520°C  
 parametry pary upustowej III, IV 4 bary/190°C, 1,5 bara/120°C  
 prędkość obrotowa  $n_T = 3000$  obr/min
- Dane generatora**  
 moc znamionowa 63/69 MW  
 napięcie, natężenie 10 500 V, 3470/3800 A  
 prędkość obrotowa 3000 obr/min  
 cos  $\varphi$  0,8

#### Układ zasilania olejem

Olej roboczy  $P_{2,1} = 7$  barów do układu regulacji i smarowania turbiny dostarcza pompa główna wirnikowa (1 – rys. 12) napędzana wałem turbiny. Odpowiednie ciśnienie oleju smarowania  $P_6 = 1,2$  bara zapewnia kryza (8), przez którą olej jest dostarczany do łożysk turbozespołu. Podczas uruchomienia i odstawienia turbiny olej dostarczany jest przez pompę rozruchową (3). Jeżeli ciśnienie oleju roboczego obniży się poniżej dopuszczalnego podczas pracy turbiny, wówczas automatycznie załączy się pompa rozruchowa (3).



Rys. 10. Zmodernizowany serwowymotor zaworów regulacyjnych

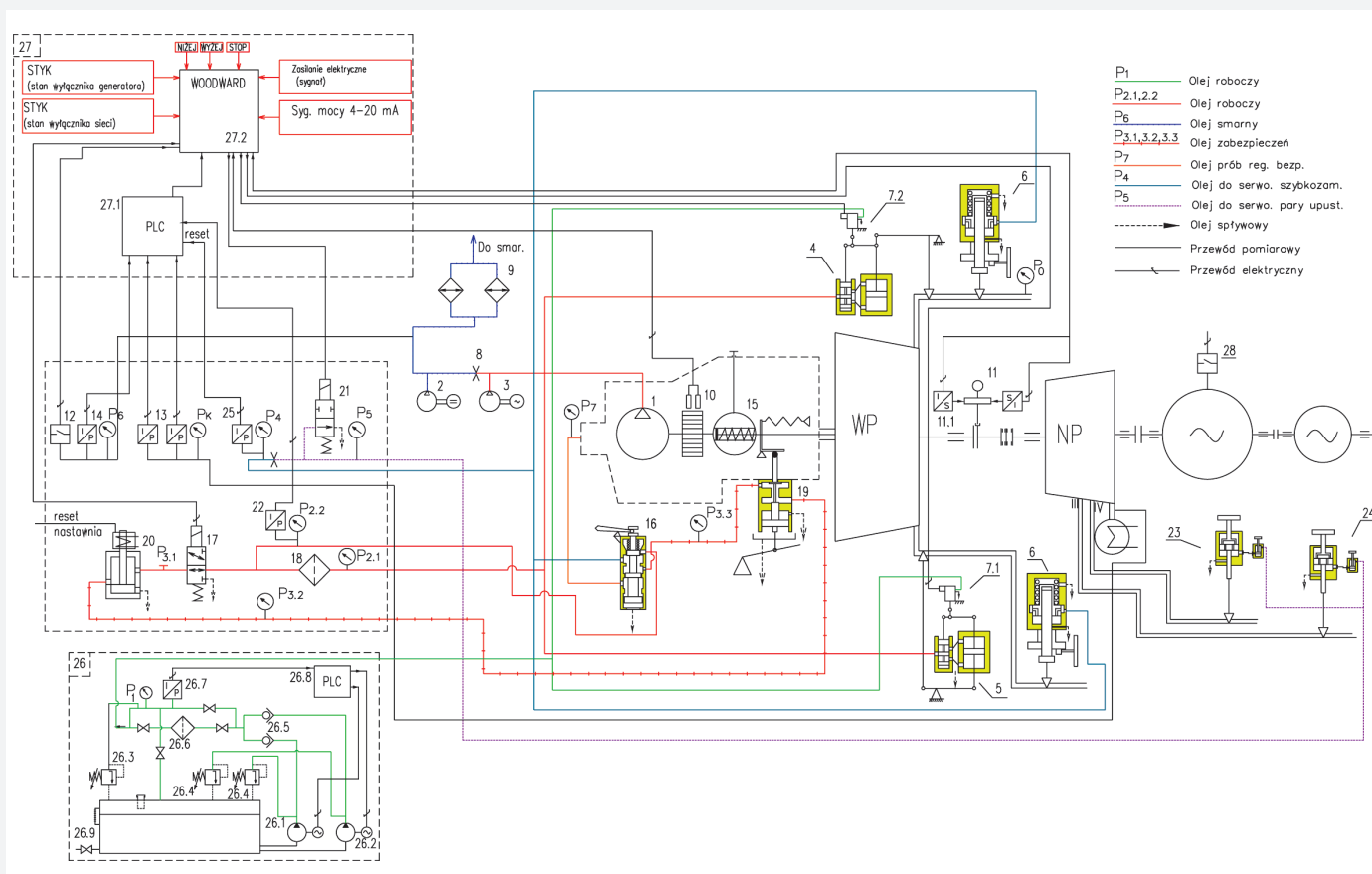


Rys. 11. Charakterystyka serwowymotoru zaworu regulacyjnego

W celu zapewnienia odpowiedniej czystości oleju do zabezpieczeń układu regulacji zastosowano filtr szczelinowy (18). Przy spadku ciśnienia oleju smarowania  $P_6 < 0,6$  bara załącza się automatycznie pompa pomocnicza (2) na prąd stały. Właściwą temperaturę oleju na dopływie do łożysk zespołu zapewniają chłodziące (9).

#### Stacja hydrauliczna przetworników elektrohydraulicznych TM25LP

Olej roboczy  $P_1 = 15$  barów dostarczany jest do przetworników elektrohydraulicznych TN25LP (7.1, 7.2) sterujących serwowymotorami zaworów regulacyjnych (4, 5 – rys. 12) przez jedną



Rys. 12. Schemat układu regulacji i zabezpieczeń turbiny Siemens 55 MW TAMEH ZW Blachownia (po modernizacji)

z pomp (26.1 lub 26.2) ze stacji hydraulicznej (26). Odpowiednie ciśnienie oleju roboczego zapewnia zawór przelewowy (26.3). Czystość oleju zapewnia filtr 25µm (26.6). Przy spadku ciśnienia oleju roboczego  $P_1 < 12$  barów przełącznik (26.7) za pośrednictwem sterownika PLC (26.8) załączy pompę rezerwową. Zawory bezpieczeństwa (26.4) zabezpieczają pompy zębate przed ich uszkodzeniem.

#### Układ regulacji turbiny

Jego zadaniem jest utrzymanie stałej zadanej prędkości obrotowej podczas biegu jałowego oraz zadanej mocy po zsynchronizowaniu generatora z siecią ogólnokrajową.

#### Praca turbiny na biegu jałowym i pod obciążeniem

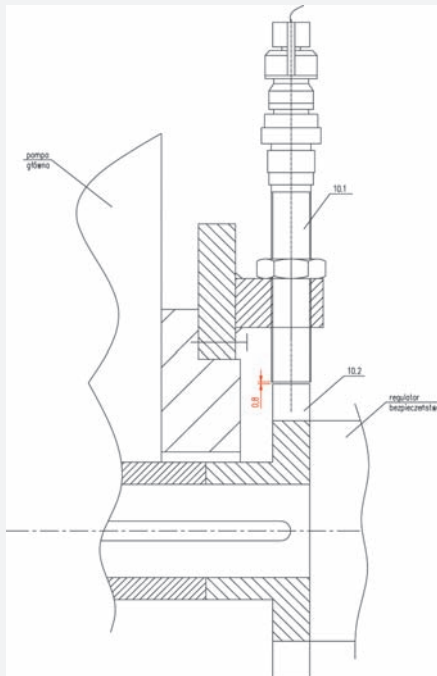
Przy wzroście prędkości obrotowej turbiny czujniki magnetyczne (10 – rys. 12) przesyłają impuls elektryczny do regulatora cyfrowego Woodward 505 (27.2), zainstalowanego w szafie przy turbinie. Regulator przesyła przetworzony impuls elektryczny do przetworników TM 25LP (7.1, 7.2), które za po-

średnictwem serwowatorów (4, 5) przymykają zawory regulacyjne, nie dopuszczając tym samym do nadmiernego wzrostu prędkości obrotowej turbiny. Gdy prędkość obrotowa maleje, działanie regulacji jest odwrotne. Żądaną prędkość obrotową na biegu jałowym ustala się za pomocą regulatora 505. Po synchronizacji prędkość obrotowa turbiny, wynikająca z częstotliwości prądu, utrzymuje się na stałym poziomie, a regulatorem 505 ustala się żądaną wartość mocy.

#### Elementy nowe i zmodernizowane

##### Blok magnetycznych czujników prędkości obrotowej (10 – rys. 12)

Czujniki (2) przekazują wielkość prędkości obrotowej wirnika turbiny do regulatora cyfrowego 505. Są zamontowane nad kołem zębatym (1), w przednim koźle turbiny. Czujnik magnetyczny wytwarza sygnał napięciowy, gdy koło zębate z materiału magnetycznego obraca się przed jego czołem, przy zachowaniu odpowiedniej szczeliny  $s = 0,7 - 0,9$  mm.



Rys. 13. Blok magnetycznych czujników prędkości obrotowej

#### Regulator cyfrowy 505 Woodward (27.2 – rys. 12)

Regulator służy do przetwarzania impulsów elektrycznych wejściowych:

- prędkości obrotowej turbiny  $n$ ,
- ciśnienia pary w kondensatorze  $P_K$ ,
- ciśnienia oleju roboczego  $P_{2,2}$ ,
- ciśnienia oleju smarowania  $P_6$ ,
- ciśnienia oleju zabezpieczeń (reset)  $P_4$ ,
- bezpiecznika przesuwu wirnika turbiny (11)

na impulsy wyjściowe:

- sterujące przetwornikami TM25LP (7.1, 7.2),
- sterujące zaworami elektromagnetycznymi (17, 21).

Regulator służy także do zadawania prędkości obrotowej oraz mocy turbiny.

#### Sterownik PLC (27.1 – rys. 12)

Zadaniem jest przetwarzanie impulsu elektrycznego (4-20 mA) z przekaźników i przetworników do regulatora 505.

#### Zawór elektromagnetyczny trójdrożny (17 – rys. 12)

Zadaniem zaworu jest odcięcie oleju roboczego  $P_{2,2}$  od oleju zabezpieczeń  $P_{3,1}$ .

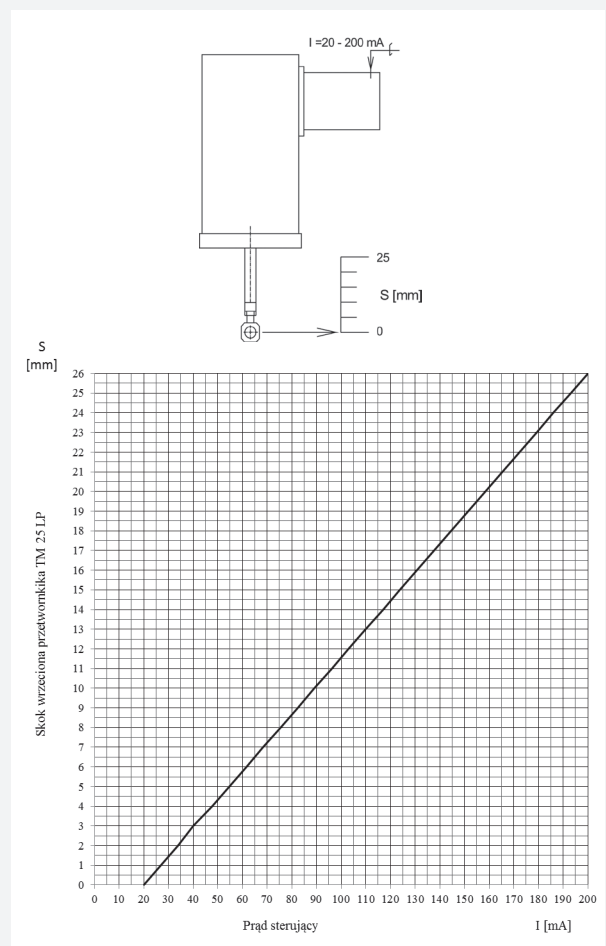
Następuje zamknięcie serwowatorów zaworów szybkozamykających (6) i zaworów pary upustowej (23, 24) w przypadku zadziałania któregośkolwiek z zabezpieczeń turbozespołu.

#### Zawór elektromagnetyczny dwudrożny (21 – rys. 12)

Zadaniem zaworu jest umożliwienie otwarcia serwowatorów zaworów pary upustowej (23, 24) po obciążeniu turbiny.

#### Przetwornik elektrohydrauliczny TM25LP (7.1, 7.2 – rys. 12)

Zadaniem przetwornika (rys. 6) jest przetwarzanie impulsu elektrycznego  $I = 20-200$  mA na skok tłoczyska  $s = 0-25$  mm (rys. 14.). Przetworniki są zasilane olejem roboczym  $P_i = 15$  barów ze stacji hydraulicznej (26).

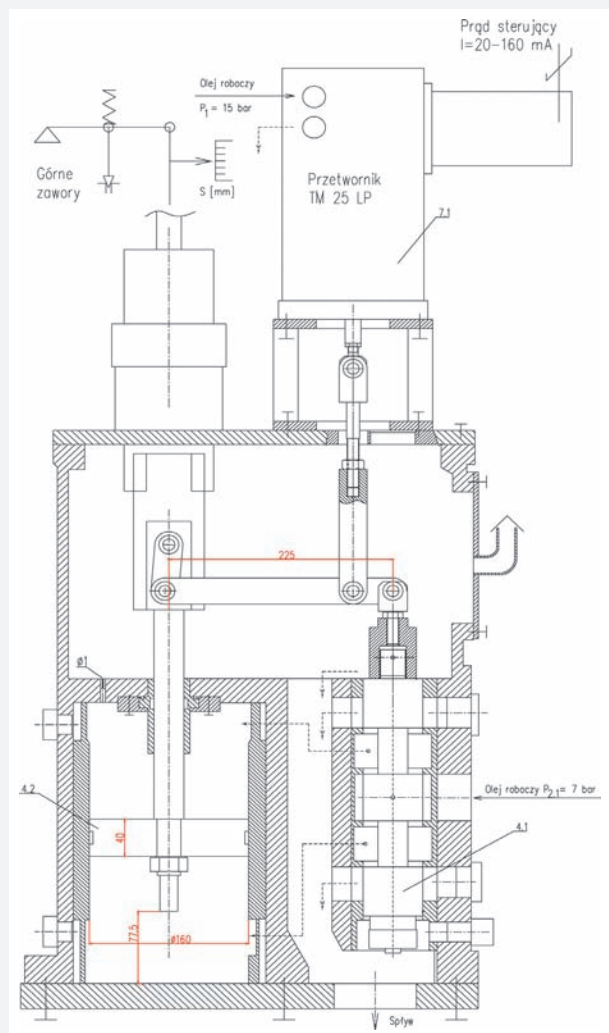


Rys. 14. Przetwornik elektrohydrauliczny TM 25 LP

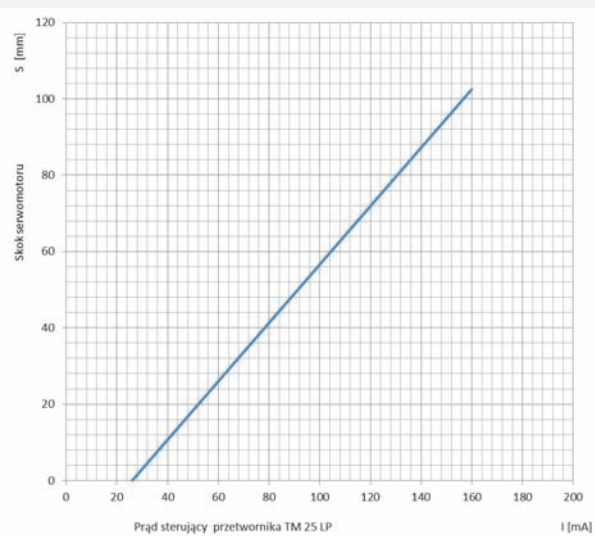
#### Serwowotory zaworów regulacyjnych (4, 5 – rys. 12)

Zadaniem serwowatorów jest sterowanie zaworami regulacyjnymi górnymi i dolnymi turbiny.

Przy wzroście prądu sterującego ( $I = 20 - 160$  mA) do przetwornika (1) jego tłoczysko przemieszcza się wraz suwakiem rozdzielczym (2), przez który płynie olej pod tłok serwowotora (3). Serwowotory przesuwają się do góry i otwierają zawory regulacyjne.



Rys. 15. Serwomotor zaworów regulacyjnych



Rys. 16. Charakterystyka przetwornika elektrohydraulicznego TM 25



Rys. 17. Turbina Siemens 55 MW po modernizacji – zasilanie przetworników TM-25 LP



Rys. 18. Turbina Siemens 55 MW po modernizacji – stacja hydrauliczna



Rys. 19. Turbina Siemens 55 MW po modernizacji – szafa regulatora cyfrowego



Rys. 20. Turbina Siemens 55 MW po modernizacji – stół zabezpieczeń

Układy elektrohydraulicznej regulacji (EHR) turbin parowych wprowadzono do elektrowni zawodowych od ok. 1990 roku i zostały praktycznie w całości zrealizowane. Pozostały do modernizacji turbiny przemysłowe w hutach, kopalniach, cukrowniach itp. Wydział Turbin i Generatorów ZRE Katowice SA zmodernizował do tej pory kilkanaście układów regulacji w elektrowniach zawodowych i przemysłowych. Praktyka pokazała, że jest to właściwy kierunek: zmodernizowane turbogeneratory pracują poprawnie, z mniejszą strefą nieczułości. Koszt modernizacji nie przekracza kosztu związanego z montażem fabrycznych oryginalnych elementów regulacji.