

Problemy utrzymania stalowych konstrukcji budynków głównych i infrastruktury technicznej w krajowych elektrowniach i elektrociepłowniach

Budynki główne konwencjonalnych elektrowni i elektrociepłowni oraz inne obiekty budowlane infrastruktury technicznej, takie jak fundamenty pod generatory, konstrukcje wsporcze linii przesyłowych, kominy i chłodnie kominowe, a także urządzenia wyposażenia technologicznego, np. galerie transportowe, suwnice bramowe – wybudowane w Polsce w latach 60. i 70. XX wieku są eksploatowane w trudnych warunkach już 40÷50 lat. Wiek oraz „moralne zużycie” tych obiektów, wynikające z dezaktualizacji założeń projektowych, według których były one projektowane, stwarza użytkownikom szereg problemów inżynierskich, które należy rozwiązywać.

Obejmują one m.in.:

- ocenę niezawodności poszczególnych analizowanych konstrukcji według współczesnych wymagań europejskich, zawartych w eurokodach, w tym w normie PN-EN 1990 [2];

- prognozę trwałości stalowych konstrukcji budowlanych w aspekcie ich aktualnego stanu technicznego oraz współczesnych wymagań niezawodności;

- ocenę bezpieczeństwa pożarowego stalowych konstrukcji budynków głównych według współczesnych standardów europejskich;

- ocenę potencjalnych zagrożeń ekologicznych wynikających z wykorzystania materiałów i wyrobów budowlanych stosowanych w budownictwie w latach 1960–1980.

W świetle sformułowanych zagadnień podstawowym celem przedstawionych w artykule wyników badań i analiz jest postulowana ocena niezawodności eksploatowanych w Polsce konstrukcji stalowych budynków głównych elektrowni i elektrociepłowni, umożliwiająca ich dalszą eksploatację w okresie najbliższych 25÷30 lat, do czasu technologicznej modernizacji całego sektora energetycznego. Zalecaną procedurę weryfikacyjną, opartą na warunkach niezawodności sformułowanych w eurokodach [2÷4], z uwzględnieniem wyników kompleksowych badań stanu technicznego, przedstawiono na przykładzie konstrukcji stalowej dużej elektrowni znajdującej się w stanie awaryjnym. W odniesieniu do tej elektrowni autor artykułu w 2015 r. sformułował warunki wymiany uzwojenia stojana generatora, o łącznej masie wraz z belką trawersową wynoszącej około 185 t. Sposób likwidacji stanu awaryjnego przedstawiono także w przypadku pojedynczego, wybranego obiektu infrastruktury technicznej, jakim jest most technologiczny innej elektrowni, wybudowany w latach 70.

Charakterystyka sektora energetycznego w Polsce

Według danych Departamentu Informacji Gospodarczej [5] moc elektryczna zainstalowana w polskich elektrowniach i elektrociepłowniach wynosi około 38 GW (dane z 2012 r.) Największy udział w dostarczanej mocy, wynoszący około 82%, mają elektrownie zawodowe, czyli produkujące energię w celach komercyjnych. Po 6% energii zapewnianą elektrownie wodne i wiatrowe, a pozostałe 6% – elektrociepłownie przemysłowe produkujące na potrzeby własne. Charakterystykę ogólną największych krajowych elektrowni i elektrociepłowni zestawiono w tablicy. Dane te wynikają z informacji podanych na

Główne elektrownie i elektrociepłownie w Polsce

Lp.	Nazwa elektrowni	Moc zainstalowana, MWe	Rok rozpoczęcia eksploatacji	Rok awarii	Przyczyna awarii
(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)
Elektrownie spalające węgiel kamienny					
1	Kozienice	2820	1972	2014	wyciek mazutu
2	Polaniec	1800	1979	–	–
3	Rybnik	1775	1972	2014	pożar
4	Dolna Odra	1742	1974	2010	pożar
5	Jaworzno III	1535	1953	–	–
6	Opole	1532	1993	–	–
7	Łaziska	1155	1960	–	–
8	Łagisza	840	1958	–	–
9	Siersza	786	1990	–	–
10	Ostrołęka	647	1972	–	–
11	Skawina	575	1957	–	–
12 ^{*)}	Stalowa Wola	340	2004	–	–
*) Po technologicznej modernizacji, od 2004 r. elektrownia jest opalana biomasą.					
Elektrownie spalające węgiel brunatny					
1	Bełchatów	5400	1981	–	–
2	Turów	2106	1962	1987, 1998, 2012	katastrofa chłodni, pożar, pożar
3	Pątnów	1200	1958	–	–
4	Adamów	600	1966	–	–
5	Konin	488	1950	–	–
Elektrownie wodne					
1	Żarnowiec	716	1983	–	–
2	Porąbka Żar	500	1979	1989	wybuch generatora
3	Solina	200	1968	–	–
4	Włocławek	160	1970	1990	problemy techniczne tamy
5	Żydowo	150	1971	–	–
Największe elektrociepłownie					
1	Siekierki	622	1961	1976 2010	pożar pożar
2	Zespół EC Łódź	500	1960	–	–
3	Kraków Łęg	460	1977	2004	pożar
4	Żerań	386	1954	2012	pożar
5	Wrocław	263	1972	1997	powódź
6	Zespół EC Bydgoszcz	260	1972	–	–
7	Gdańsk	227	1970	–	–
8	Zielona Góra	221	1974	–	–
9	Białystok	200	1958	–	–
10	Chorzów	200	–	–	–

stronach internetowych poszczególnych podmiotów gospodarczych. Stany awaryjne budynków głównych w krajowych elektrowniach były wywołane najczęściej pożarami w tych budynkach, a incydentalnie wybuchami pyłu węglowego lub powodzią.

Dane z kolumny (5) (por. tabl.) nie uwzględniają jednak stanów awaryjnych infrastruktury technicznej, dość częstych stanów przedawaryjnych wynikających ze złego stanu technicznego konstrukcji nośnej kotłów oraz korozji słupów przyziemia szkieletów budynków głównych.

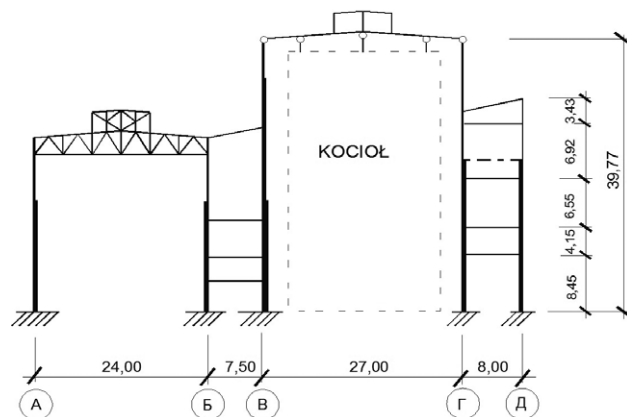
Zestawienie czynnych elektrociepłowni w Polsce według danych Agencji Informacji i Inwestycji Zagranicznych [5] obejmuje około 50 pozycji, przy czym w artykule ujęto tylko największe z nich, które dysponują zainstalowaną mocą elektryczną wynoszącą co najmniej 200 MW. Ze względu na małą liczbę elektrowni wodnych w Polsce, analizami objęto także elektrownie Włocławek i Żydowo o mocy odpowiednio 160 i 150 MW.

Elektrownie i elektrociepłownie zawodowe korzystają z paliw tradycyjnych, takich jak węgiel kamienny (54,5% mocy), węgiel brunatny (25,2% mocy) oraz gaz (2,3% mocy). Dominujący udział węgla w bilansie paliw wykorzystywanych do produkcji energii elektrycznej i ciepłej ma decydujący wpływ na zagrożenia ekologiczne i awaryjne charakteryzujące krajowe elektrownie i elektrociepłownie.

Przykład stanu awaryjnego budynku elektrowni węglowej

Omawiany przypadek dotyczy elektrowni węglowej o schemacie siatki słupów pokazanym na rys. 1, która była budowana etapami w latach 50. i 60. W nawie A – B zlokalizowano maszynownię z turbogeneratorami, w nawie B – B odgazowywacze, w nawie B – Γ znajdują się kotły opalane węglem, a w nawie Γ – Δ usytuowano bunkrownię. Etapy I i II zostały zakończone w 1957 r., a następnie rozpoczęto wytwarzanie energii elektrycznej.

Schemat statyczny powtarzalnej ramy poprzecznej w osiach 1–35 przedstawiono na rys. 2. W nawie A – B zostały zainstalowane dwie suwnice, każda o udźwigu 100 t, które w okresie budowy elektrowni wykorzystano do montażu turbogeneratorów. W trakcie bieżącej eksploatacji suwnice są wykorzystywane do napraw i konserwacji turbogeneratorów. Suwnice pracują incydentalnie z maksymalnym udźwigiem (średnio co 25 lat), gdy zachodzi potrzeba wymiany uzwojenia stojanów. Bieżąca eksploatacja wymaga na ogół wykorzystania tylko 10÷20% nominalnej nośności.

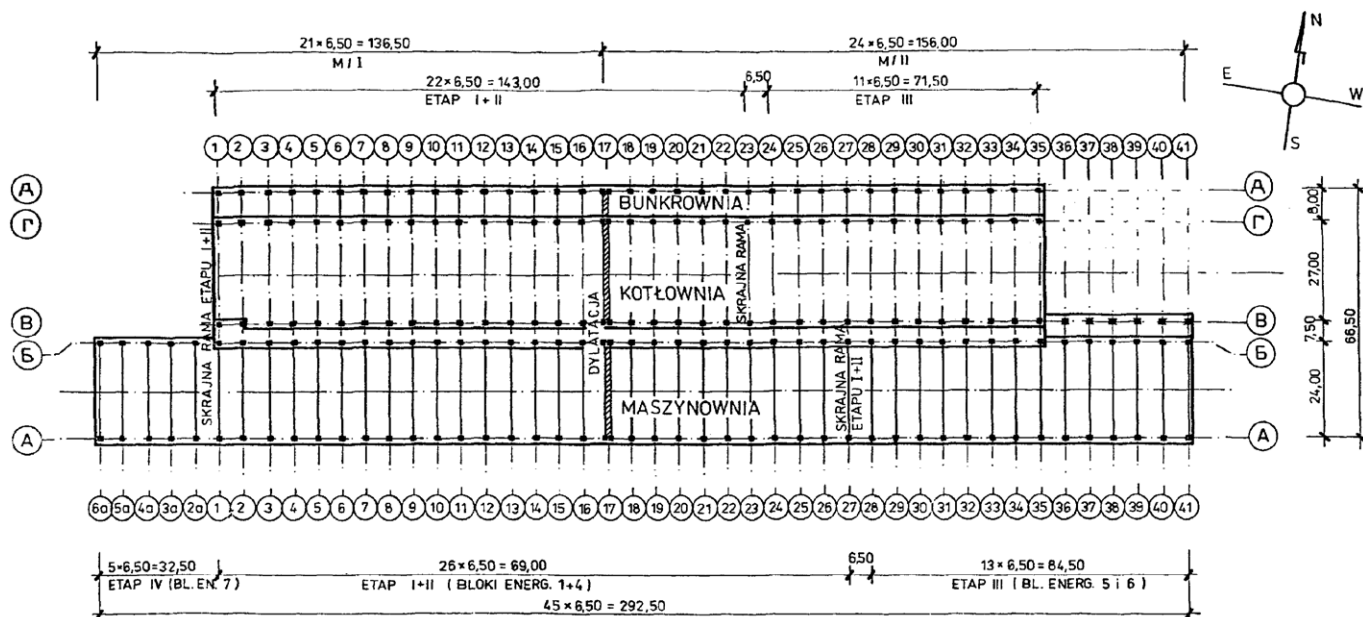


Rys. 2. Ramy poprzeczne budynku głównego w osiach 1-35

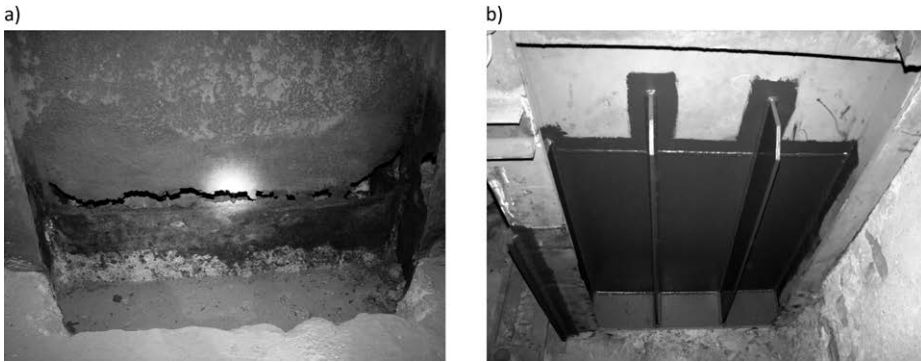
Realizując program technologicznej modernizacji elektrowni, użytkownik zaplanował w 2015 r. wymianę uzwojenia stojana turbogeneratorsa TG-6, zlokalizowanego między osiami 34–41. Operacja wymiany była pod względem logistycznym przedsięwzięciem złożonym, wymagającym wcześniejszych kilkumiesięcznych przygotowań. W szczególności było konieczne ustalenie warunków umożliwiających transport stojana wewnątrz budynku, którego stan techniczny po ponad pięćdziesięcioletniej eksploatacji należało ocenić i udokumentować.

Nadzór inżynierski elektrowni zlecił przeprowadzenie badań stanu technicznego podtorza suwnic w hali maszynowni (nawa A – B), które potwierdziły ogólnie zadowalający stan belek podsuwnicowych i stalowego szkieletu tej części budynku. W trakcie realizacji zlecenia stwierdzono, że upłynął termin okresowych przeglądów i badań stanu technicznego całego budynku, stąd w opracowanych warunkach dopuszczenia do transportu stojana sformułowano dodatkowy warunek uaktualnienia badań stanu technicznego.

Przeprowadzony przegląd słupów i stężeń w kotłowni w osi B ujawnił ich zły stan techniczny, z zaawansowaną korozją obwodową blach oraz perforacjami środków i gałęzi podsuwnicowych większości słupów na poziomie posadzki przyziemia ± 0,00 m. Odkryte części trzonu kolejnych słupów 1–35 w rzędzie B wykazały pełny zasięg destrukcji korozyjnej (rys. 3a). W większości odsoniętych słupów stwierdzono zaawansowaną korozję wżerową na całym obwodzie, o głę-



Rys. 1. Schemat siatki słupów budynku głównego elektrowni



Rys. 3. Słupy rzędu B na poziomie przyziemia: a) stan techniczny przed naprawą, b) zrealizowane wzmocnienia trzonu przy podstawie słupa

bokości 5÷6 mm, połączoną z perforacjami liniowymi blach środniczka (blacha 12 × 900 mm) i blach gałęzi podsuwnicowych (blachy 12 × 410 mm). Szacunkowe ubytki korozyjne grubości blach badanych słupów na poziomie zerowym wynosiły w środkach 70÷100% grubości nominalnej, a w częściach podsuwnicowych 30÷50%. Często środk tych części przekroju był skorodowany w 100%, a pasy w 50% grubości nominalnej.

Opisany stan techniczny słupów w rzędzie B wykluczał nie tylko możliwość transportu stojana, lecz także możliwość doraźnej eksploatacji budynku elektrowni. Rozpoznanie stanu bezpieczeństwa całego obiektu oraz opracowanie projektu koniecznych napraw i wzmocnień wymaga na ogół przeprowadzenia czasochłonnnych obliczeń statyczno-wytrzymałościowych. Budynek w tym czasie należy wyłączyć z eksploatacji, co w odniesieniu do obiektu o pięćdziesięcioletnim okresie użytkowania może praktycznie oznaczać zamknięcie elektrowni. W przedstawionym przypadku tak niekorzystny scenariusz wydarzeń nie został zrealizowany, ponieważ istniał model komputerowy stalowej konstrukcji, opracowany przez jednostkę projektową w 2005 r. w ramach okresowych badań stanu technicznego. Ocenę niezawodności stalowej konstrukcji, z uwzględnieniem udokumentowanego stanu technicznego można było przeprowadzić niezwłocznie, wykorzystując wyniki wcześniejszych obliczeń.

Analizując sytuację awaryjną słupów, uwzględniono skrajny przypadek korozji blach w przekrojach posadzki przyziemia, tj. blachy środniczka 12×900 mm, która uległa całkowitej korozji ($t = 0$), gałąź wewnętrzna (blachownica dwuteowa) ma także całkowicie skorodowany środk ($t = 0$), a jej pasy są pocienione z 20 do 12 mm. Gałąź zewnętrzna ma pocienione pasy z 20 do 15 mm, a środk z 12 do 6 mm.

Nośność przekrojów skorodowanych w stanach prostych wynosi wtedy: $N_{net,Rd} = 2482$ kN i $M_{net,Rd} = 691$ kN·m, przy nośności przekrojów w stanie projektowym $N_{Rd} = 7670$ kN i $M_{Rd} = 2342$ kN·m. Doszło zatem do dużej redukcji nośności oraz zmiany schematu statycznego, ponieważ słup pojedynczy po usunięciu środniczka staje się słupem złożonym. Uwzględnivszy siły przekrojowe: $N_{Ek} = 1918$ kN i $M_{Ek} = 52,1$ kN·m, mimośród działania siły podłużnej $e_y = 0,145$ m ($\Delta M_{Ek} = 1918 \cdot 0,145 = 278$ kN·m) oraz współczynnik obciążenia $\gamma_G = 1,35$, otrzymano oszacowanie wartości sił podłużnych w gałęziach słupa

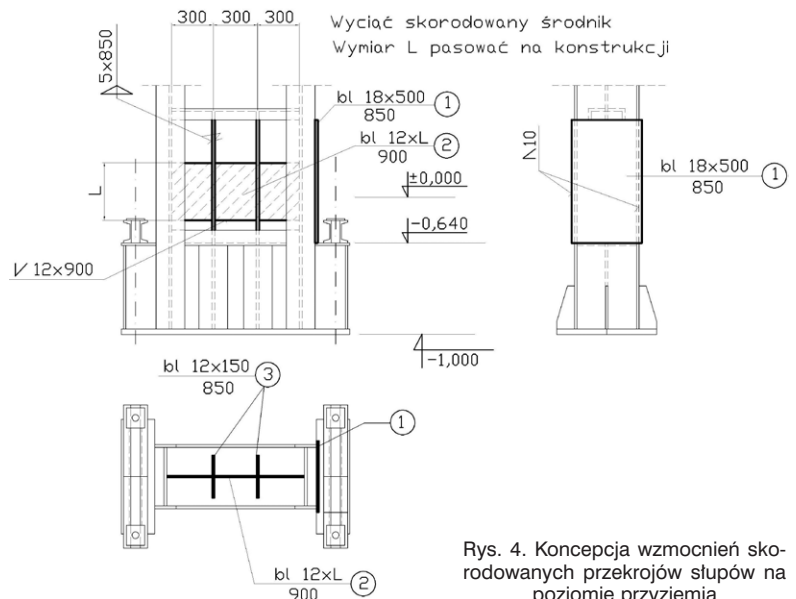
$$N_{ch,Ek} = \frac{1918}{2} \pm \frac{52,1 + 278}{0,912} = 959 \pm 362 = 1321 \text{ lub } 597 \text{ kN.}$$

Warunki nośności pojedynczych gałęzi:

$$1,35 \frac{1321}{(105,6 - 36,0) \cdot 235} 10 = 1,091 > 1,000,$$

$$1,35 \frac{597}{36,0 \cdot 235} 10 = 0,953 < 1,000.$$

W świetle powyższych oszacowań w skrajnych przypadkach uszkodzeń korozyjnych gałęzie słupów w rzędzie B pod obciążeniem stałym spełniają warunki nośności na poziomie obciążeniowym, a na poziomie obliczeniowym tylko gałąź zewnętrzna była eksploatowana z obniżonym współczynnikiem obciążenia do wartości $\gamma_G = 1,35/1,091 = 1,24$. Taki wynik stworzył przesłanki do zaprojektowania wzmocnień (rys. 4), które zostały zrealizowane



Rys. 4. Koncepcja wzmocnień skorodowanych przekrojów słupów na poziomie przyziemia

(por. rys. 3b) w warunkach czasowego zakazu użytkowania suwnic i zakazu obciążania pomostów technologicznych we wszystkich nawach.

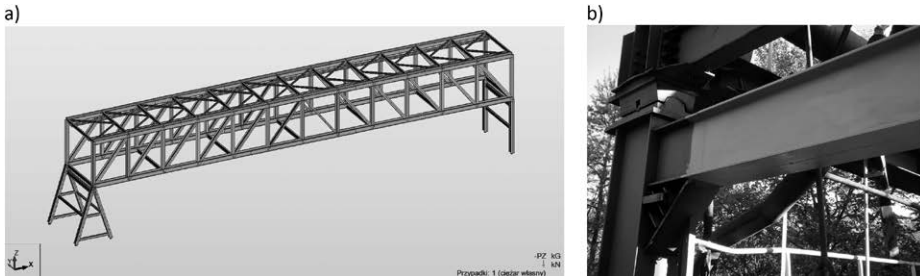
Przykład stanu awaryjnego mostu technologicznego

Awaryjne uszkodzenia niektórych obiektów infrastruktury technicznej mogą spowodować istotne ograniczenie lub nawet wyłączenie z eksploatacji całej elektrowni. Taki charakter miał stan przedawaryjny suwnicy bramowej obsługującej składowisko węgla, opisany w pracy [1]. Niżej opisano przypadek stanu awaryjnego mostu technologicznego, do którego doszło na skutek przestępczej aktywności zbieraczy złomu, którzy wycięli prawie wszystkie pręty stężenia poziomego w płaszczyźnie pasa dolnego dźwigarów kratowych oraz pręty podpór ramowych, zamieniając układ zewnętrznie statycznie wyznaczalny na chwiejny (rys. 5).

Most o rozpiętości 48,00 m i szerokości pomostu 6,00 m jest zlokalizowany poza ogrodzeniem elektrowni i służy do podwieszenia rurociągów wody i pulpy żużlowej. Mając na uwadze stwierdzone zagrożenie katastrofą budowlaną, zalecono w trybie pilnym doraźne naprawy przęsła i obu podpór mostu. Projekt doraźnych napraw i wzmocnień został opracowany w krótkim czasie, ponieważ użytkownik dysponował kompletną autorską dokumentacją projektową z lat 70., którą adaptowano do potrzeb dokumentacji wykonawczej. Opracowany model komputerowy mostu 3D (rys. 6a) umożliwił szybkie uaktualnienie dokumentacji autorskiej do wymagań współczesnych oraz ograniczenie prac naprawczych (rys. 6b) do niezbędnego minimum (w modelu obliczeniowym stężenie wiatrowe kratowe zastąpiono łożyskami ramowymi).



Rys. 5. Wycięte pręty podpory ramowej i prętów stężenia dolnego mostu technologicznego



Rys. 6. Odtworzona konstrukcja nośna mostu: a) model numeryczny, b) odtworzony rygiel konstrukcji podpory ramowej wahadłowej

Podsumowanie

Opracowana przez Ministerstwo Administracji i Cyfryzacji w 2013 r. długookresowa strategia rozwoju kraju – Polska 2030 (jeżeli zostanie utrzymana) przewiduje, że bezpieczeństwo energetyczne będzie oparte głównie na wykorzystaniu węgla kamiennego i brunatnego, które zapewnią dostawy 50÷60% mocy. Odnawialne źródła energii już w 2020 r. powinny zapewnić 19% mocy, a pokrycie pozostałego zapotrzebowania na energię elektryczną i ciepło ma zapewnić energetyka jądrowa. Duży udział konwencjonalnych źródeł wytwarzania energii w bilansie energetycznym kraju stawia przed zarządami większości elektrowni i elektrociepłowni, wybudowanych w latach 80. i wcześniej, zadania właściwego utrzymania budynków i urządzeń infrastruktury technicznej. Przedstawione w artykule pojedyncze przykłady stanów awaryjnych, do jakich może

dojść w każdej konwencjonalnej elektrowni, wskazują na wymagania podstawowe, które muszą być spełnione, a do których należą komputerowe zarządzanie niezawodnością konstrukcji budowlanych i urządzeń infrastruktury technicznej oraz profesjonalne okresowe badania stanu technicznego. Pierwszy postulat oznacza konieczność opracowania dość kosztownych modeli numerycznych konstrukcji nośnej budynków i urządzeń, wraz z oceną niezawodności tych konstrukcji według eurokodów. Doświadczenia inżynierskie autora artykułu wskazują, że tylko nieliczne starsze elektrownie dysponują takimi aktywami. Drugi postulat jest również bardzo istotny, ponieważ wiąże się także ze znacznymi kosztami. Wymagane w ustawie Prawo budowlane okresowe przeglądy stanu technicznego na ogół nie umożliwiają pełnej oceny stopnia zużycia konstrukcji. W przedstawionym przykładzie elektrowni wybudowanej w latach 1950–1960 przeglądy okresowe wykazywały umiarkowane i akceptowalne uszkodzenia korozyjne, które zalecano zahamować bez konieczności wzmocnień. Dopiero rozkucie posadzki i piaskowanie konstrukcji stalowej ujawniło zaawansowany stan awaryjny stalowej konstrukcji, który praktycznie uniemożliwiał użytkowanie budynku głównego. Zaniechanie postulowanych programów modernizacyjnych może się okazać w przypadku wielu podmiotów bardziej kosztowne niż ich realizacja.

wać bez konieczności wzmocnień. Dopiero rozkucie posadzki i piaskowanie konstrukcji stalowej ujawniło zaawansowany stan awaryjny stalowej konstrukcji, który praktycznie uniemożliwiał użytkowanie budynku głównego. Zaniechanie postulowanych programów modernizacyjnych może się okazać w przypadku wielu podmiotów bardziej kosztowne niż ich realizacja.

PIŚMIENICTWO I WYKORZYSTANE MATERIAŁY

- [1] Gwóźdź M.: Prognoza trwałości suwnicy bramowej. „Inżynieria i Budownictwo”, nr 12/2013.
- [2] PN-EN 1990 Eurokod: Podstawy projektowania konstrukcji.
- [3] PN-EN 1991 Eurokod 1: Oddziaływania na konstrukcje.
- [4] PN-EN 1993 Eurokod 3: Projektowanie konstrukcji stalowych.
- [5] Sektor energetyczny w Polsce. Profil sektorowy. Departament Informacji Gospodarczej, Polska Agencja Informacji i Inwestycji Zagranicznych SA, 2013.