



Analiza współzależności zagrożeń stosunków wodnych (gospodarki wodnej) i bezpieczeństwa energetycznego w przypadku elektrowni cieplnych/węglowych z otwartymi obiegami chłodzenia.

Jan Popczyk, Krzysztof Bodzek, Marcin Fice

1. Wstęp

Gospodarka wodna kojarzona jest w głównej mierze z rolnictwem i usługami komunalnymi oraz przemysłem przetwórczym i wytwórczym. Natomiast w kontekście gospodarki energetycznej, gospodarka wodna kojarzona jest głównie z energetyką wodną, czyli wytwarzaniem energii elektrycznej polegającym na wykorzystaniu energii kinetycznej wody. Natomiast należy zdawać sobie sprawę, że energetyka konwencjonalna, wykorzystująca do produkcji energii elektrycznej elektrownie ciepłe (w Polsce głównie opalane węglem kamiennym i brunatnym), należy do sektora pochłaniającego co najmniej 30% krajowego zapotrzebowania na wodę. Straty wody w procesach cieplnych (para jako czynnik roboczy i woda jako czynnik chłodzący) wynikają z odparowania wody do atmosfery. Straty z obiegów roboczych elektrowni są praktycznie niezależne od sposobu chłodzenia. Natomiast straty wody z obiegów chłodzenia już tak, a wnika to z temperatury do jakiej jest podgrzewana woda chłodząca i w jaki sposób temperatura jest oddawana do atmosfery.

Szczególnym przypadkiem są elektrownie z otwartym obiegiem chłodzenia sytuowane w pobliżu rzek lub zbiorników wodnych posiadających wystarczające zasoby. Elektrownie takie nie przyczyniają się do znaczącego obniżania poziomu wody w rzece bądź zbiorniku, ponieważ woda wykorzystywana w obiegu chłodzenia powraca, podgrzana, do koryta rzeki bądź zbiornika. Jednakże w przypadku tego typu elektrowni istnieje współzależność pomiędzy możliwą do wygenerowania mocą elektryczną, a dostępną wodą i jej temperaturą.

Moc generowana przez turbinę parową (nie uwzględniając upustów międzystopniowych) opisuje się równaniem [1]:

$$P = G \cdot \left(h_0 - \left(h_2 + \frac{c_2^2}{2} \right) \right) \cdot \eta_m$$

gdzie: G – wydatek masowy, [kg/s],

h_0 – entalpia pary na wlocie do turbiny, [J/kg],

h_2 – entalpia pary na wylocie z turbiny, [J/kg],

c_2 – prędkość pary na wylocie z turbiny, [m/s],

η_m – sprawność mechaniczna.

Powyższe równanie może dotyczyć całej turbiny lub jej poszczególnych stopni. Opisuje ono wpływ entalpii (strumienia energii w przepływającej przez turbinę pary wodnej) na moc generowaną na wale turbiny. Z równania wynika, że różnica entalpii pary przed i za turbiną



wpływa bezpośrednio na generowaną moc. Pozostałe czynniki, jak wydatek masowy i prędkość pary są parametrami zależnymi od entalpii. Wzrost mocy (i jednocześnie sprawności całego procesu) uzyskuje się schładzając parę za ostatnim stopniem turbiny w skraplaczu. Powoduje to powstanie tzw. próżni w skraplaczu (obniżenie ciśnienia do wartości ok. 30 hPa) za ostatnim stopniem turbiny, co w konsekwencji pozwala rozprężyć parę do niższego ciśnienia i zwiększyć oddaną energię.

Przykładowa turbina parowa pracująca w elektrowni Dolna Odra, typu 13K215, o parametrach [2]:

- moc znamionowa: 222 MW,
- obroty znamionowe : 3000 obr./min,
- ciśnienie pary świeżej: 12,75 MPa,
- temperatura pary świeżej: 535°C,
- przepływ pary świeżej: 650 t/h,
- ciśnienie w skraplaczu: 34 hPa,
- temperatura wody chłodzącej: 17°C.

Powyżej podana temperatura wody chłodzącej nie jest temperaturą skroplonej pary, ponieważ przy tak niskich ciśnieniach temperatura wrzenia wody wynosi ok. 30°C. Natomiast odnosi się do warunków pracy nominalnej turbiny. Należy jednak zaznaczyć, że temperatura pary za turbiną (w skraplaczu) zależy od temperatury wody chłodzącej. Wzrost temperatury w skraplaczu o 10 K skutkuje niemal dwukrotnym zwiększeniem ciśnienia za ostatnim stopniem turbiny i spadkiem mocy generowanej nawet o 5% (ok. 10 MW dla przykładowej turbiny). Pobór wody do celów chłodniczych w elektrowni Dolna Odra wynosi maksymalnie 62 m³/s. Taki przepływ został zaplanowany dla pracy elektrowni w pełni obciążonej. Obecnie z 8 bloków pracuje 6, przy czym 2 są przeznaczone do pracy w ramach interwencyjnej rezerwy zimnej. [2]

2. Uwarunkowania prawne wykorzystania wód powierzchniowych do chłodzenia elektrowni ciepłych/węglowych

Woda w obiegach chłodzenia otwartych nie jest zanieczyszczana chemicznie, nie są wprowadzane również dodatkowe osady. Natomiast degradacja (zanieczyszczenie wg obecnej nomenklatury) zasobów wodnych (rzeki lub zbiornika wodnego) powodowana otwartym obiegiem chłodzenia jest związana ze wzrostem temperatury. Woda opuszczająca obieg chłodzenia podgrzewa wodę poniżej elektrowni mogąc, powyżej ustalonej granicy, negatywnie wpływać na środowisko. Dla elektrowni z otwartym obiegiem chłodzenia największym niebezpieczeństwem jest temperatura wody chłodzącej. Przy czym dodatkowo należy pamiętać, że mniejszy poziom wody i związany z tym mniejszy przepływ niekorzystanie wpływają na zwiększenie temperatury w rzece. Graniczną temperaturą zrzutu wody jest 35°C. [3], [4]

Wg Ustawy z dnia 20 lipca 2017 r. - Prawo wodne, art. 274, ust. 10 pobierane są m.in. opłaty za usługi wodne:



10) za wprowadzanie do wód lub do ziemi 1 dam³ wód pochodzących z obiegów chłodzących elektrowni lub elektrociepłowni:

a) 0,68 zł – jeżeli temperatura wprowadzanych wód pochodzących z obiegów chłodzących elektrowni lub elektrociepłowni jest wyższa niż +26°C, a nie przekracza +32°C,

b) 1,36 zł – jeżeli temperatura wprowadzanych wód pochodzących z obiegów chłodzących elektrowni lub elektrociepłowni jest wyższa niż +32°C, a nie przekracza +35°C,

c) 4,24 zł – jeżeli temperatura wprowadzanych wód pochodzących z obiegów chłodzących elektrowni lub elektrociepłowni jest wyższa niż +35°C.

Wg Rozporządzenia Ministra Gospodarki Morskiej i Żeglugi Śródlądowej z dnia 12 lipca 2019 r. w sprawie substancji szczególnie szkodliwych dla środowiska wodnego oraz warunków, jakie należy spełnić przy wprowadzaniu do wód lub do ziemi ścieków, a także przy odprowadzaniu wód opadowych lub roztopowych do wód lub do urządzeń wodnych:

§ 11, ust. 3. Ścieki zbliżone składem do ścieków przemysłowych, powstające w wyniku działalności innej niż działalność handlowa, przemysłowa, składowa, transportowa lub usługowa albo ścieki przemysłowe będące mieszaniną ścieków bytowych, wód z odwodnienia zakładów górniczych, wód chłodniczych, lub ścieków pochodzących ze stacji uzdatniania wody, a także wód opadowych i roztopowych mogą być wprowadzane do ziemi jedynie w sytuacjach, gdy zastosowanie dostępnych technik w zakresie wprowadzania ścieków do wód jest niemożliwe lub ekonomicznie nieuzasadnione, pod warunkiem że:

3) temperatura wód chłodniczych przed zmieszaniem ze ściekami bytowymi, wodami z odwodnienia zakładów górniczych, wodami opadowymi lub roztopowymi lub ściekami pochodzącymi ze stacji uzdatniania wody nie jest wyższa niż 35°C.

§ 13, ust. 1. Wody chłodnicze z otwartych układów chłodzenia oraz z zamkniętych obiegów chłodzących mogą być wprowadzane do wód lub do ziemi pod warunkiem, że ich temperatura nie jest wyższa niż 35°C.

Pomimo obowiązujących ograniczeń dotyczących temperatury wprowadzanej wody krajowy Operator OSP – PSE S.A. ma do dyspozycji procedurę na wypadek zagrożenia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej. W przypadku ogłoszenia takiego zagrożenia elektrowni nie obowiązuje ograniczenie temperatury. Sytuacja taka zdarzyła się 31 lipca 2018 r., kiedy PSE ogłosiło stan zagrożenia, szczególnie dla rejonów Konina, gdzie temperatura wody w zbiorniku z wodą chłodzącą dla elektrowni Pątnów była ekstremalnie wysoka. Pomimo takiej sytuacji temperatura wody zrzutowej nie przekroczyła 35°C, ale wyłączone zostały bloki o mocy całkowitej 600 MW. [5]

3. Elektrownie ciepłne/węglowe z otwartym obiegiem chłodzenia w systemie elektroenergetycznym Polski (KSE)

1) Elektrownia Koźienice. Moc osiągalna (całkowita dla dwóch zespołów: Koźienice 1 i Koźienice 2): 4016 MW (11 bloków na węgiel kamienny). Przy czym 10 bloków, o mocy osiągalnej 2941 MW, posiada otwarty układ chłodzenia.

Pobór wody: rzeka Wisła.



Roczna produkcja energii elektrycznej bloków chłodzonych wodą z Wisły: ok. 11 TWh. [6]

2) Elektrownia Połaniec. Moc osiągalna: 1882 MW (7 bloków na węgiel kamienny, 1 blok na biomasę).

Pobór wody: rzeka Wisła.

Roczna produkcja energii elektrycznej bloków chłodzonych wodą z Wisły: ok. 10 TWh. [6]

3) Elektrownia Dolna Odra. Moc osiągalna: 1357 MW (6 bloków na węgiel kamienny, z czego dwa, o mocy 222 MW i 232 MW, zostaną wycofane 1 stycznia 2020 r.).

Pobór wody: rzeka Odra.

Roczna produkcja energii elektrycznej bloków chłodzonych wodą z Odry: ok. 5 TWh. [7]

4) Elektrownia Ostrołęka B. Moc osiągalna: 690 MW (3 bloki na węgiel kamienny).

Pobór wody: rzeka Narew.

Roczna produkcja energii elektrycznej bloków chłodzonych wodą z Narwi: ok. 2,5 TWh. [8]

5) Elektrownia Stalowa Wola III. Moc osiągalna: 250 MW (2 bloki na węgiel kamienny, które zostaną wyłączone 1 stycznia 2020 r.).

Pobór wody: rzeka San.

Roczna produkcja energii elektrycznej bloków chłodzonych wodą z Sanu: ok. 1 TWh.

6) Elektrownia Skawina (elektrociepłownia). Moc osiągalna: 330 MW (9 kotłów na węgiel kamienny, 5 turbogeneratorów. Na kanale zrzutowym zainstalowana jest elektrownia wodna przepływowa o mocy 1,6 MW.).

Pobór wody: rzeka Wisła.

7) Elektrownia Pomorzany (elektrociepłownia, należy do grupy elektrowni Dolna Odra).

Moc osiągalna: 134 MW.

Pobór wody: rzeka Odra.

8) Elektrownia Elbląg (elektrociepłownia). Moc osiągalna: 42 MW.

Pobór wody: rzeka Elbląg.

9) Elektrownia Żerań (elektrociepłownia). Moc osiągalna: 373 MW.

Pobór wody: rzeka Wisła.

10) Elektrownie Pątnów, Pątnów II i Konin. Moc osiągalna: 1912 MW.

Pobór wody: zbiorniki wodne.

11) Elektrowni Rybnik. Moc osiągalna: 1800 MW (8 bloków na węgiel kamienny).

Pobór wody: zbiornik Jezioro Rybnickie.

Z punktu widzenia funkcjonowania otwartego obiegu chłodzenia i wpływu na efektywność chłodzenia pierwsze pięć elektrowni są to typowe elektrownie wymagające ciągłej dostawy wody z rzeki. Pozostałe obiekty to elektrociepłownie, w których nadmiar ciepła w głównej mierze oddawany jest do sieci ciepłowniczej, oraz elektrownie przy zbiornikach wodnych. Ze względu na brak danych dotyczących przepływów wody w obiegach chłodzenia elektrowni przy zbiornikach wodnych oraz braku danych hydrologicznych dla tych zbiorników korelacja pomiędzy stanem hydrologicznym i generowaną mocą nie daje się łatwo rozpoznać. Należy wskazać, że w lipcu 2018 r. operator PSE S.A. ogłosił stan zagrożenia dostaw energii

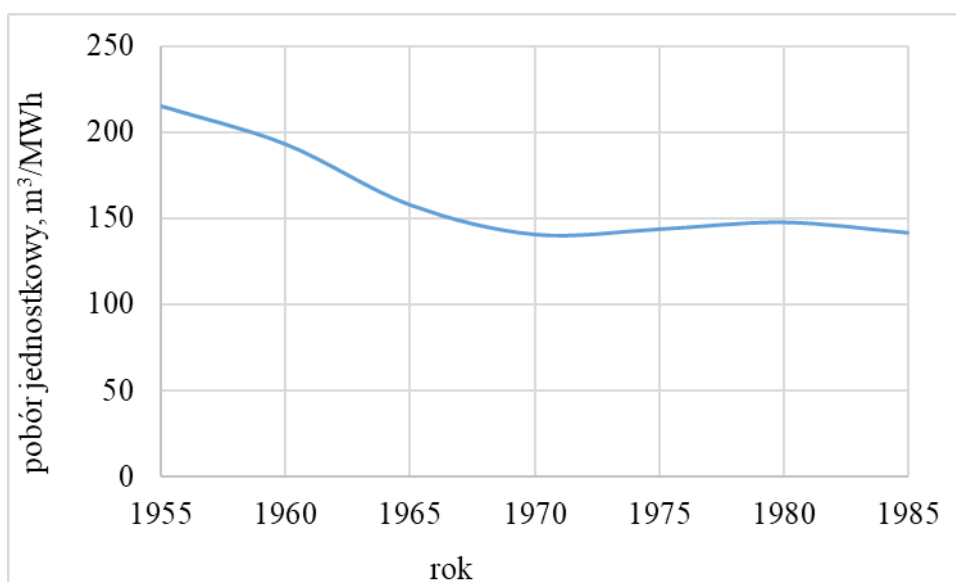


elektrycznej w przypadku elektrowni Pątnów, korzystającej ze zbiorników wodnych jako źródła wody chłodniczej. Odstawione wówczas zostały trzy bloki o mocy całkowitej 600 MW.

Sumaryczna moc elektrowni ciepłych z otwartym obiegiem chłodzenia, w których woda jest pobierana z rzeki, wynosi ponad 7 GW. Energia roczna produkowana przez te elektrownie wynosi ok. 30 TWh.

4. Wymagania techniczne związane z poborem wody przez elektrownie z otwartymi obiegami chłodzenia

Zapotrzebowanie na wodę chłodzącą w elektrowniach z układami otwartymi zmniejszało się wraz z poprawą sprawności elektrowni, szczególnie poprawy sprawności turbin parowych. Na rys. 1 pokazano te zmiany w wartościach zapotrzebowania jednostkowego w odniesieniu do produkowanej energii elektrycznej. Budowa elektrowni z otwartymi obiegami chłodzenia to głównie lata 1971 – 80, a do 1985 r. zakończono budowę elektrowni Połaniec. [9]



Rys. 1. Zmiany jednostkowego zapotrzebowania na wodę do celów chłodniczych w elektrowniach z otwartym obiegiem chłodzenia (opracowanie własne na podstawie [9])

Przyjmuje się dla obecnych elektrowni, że jednostkowe zapotrzebowanie na wodę chłodzącą dla elektrowni z otwartym obiegiem chłodzenia wynosi 140 m³/MWh. Ilościowo zapotrzebowanie wynosi 120 m³/s. Przyjmując 30 TWh energii elektrycznej produkowanej w elektrowniach z otwartym obiegiem chłodzenia, zapotrzebowanie roczne na wodę wynosi ok. 4200 mln m³. Przy czym należy zaznaczyć, że bezzwrotne straty wody w takich elektrowniach wynoszą ok. 0,5 m³/MWh. W skali roku jest 15 mln m³. W porównaniu do elektrowni z zamkniętym obiegiem chłodzenia, wartość strat bezzwrotnych wynosi ok. 1,8 m³/MWh (co przekłada się na straty bezzwrotne w ilości ok. 150 mln m³).



W celu weryfikacji przedstawionych danych porównano je z danymi dla Elektrowni Połaniec oraz Dolna Odra. Podane wartości dotyczą pracy bloków węglowych z maksymalną mocą. W 2019 r. ogłoszony został przetarg na modernizację układów pompowych wody chłodniczej. Wg specyfikacji SIWZ (dane na podstawie dokumentacji SIWZ: Wymagania techniczne dla zadania: Poprawa efektywności energetycznej wytwarzania energii elektrycznej i ciepła poprzez modernizację pomp wody chłodzącej w Enea Połaniec S.A.) modernizowane będą pompy obiegu chłodzenia. Wydajność każdej pompy wynosi 30 tys. m³/h (ok. 8 m³/s). Dla wszystkich bloków maksymalny przepływ wynosi 210 tys. m³/h (ok. 55 m³/s).

Na podstawie danych udostępnionych przez operatora PGE pobór wody przez elektrownię Dolna Odra wynosi maksymalnie 62 m³/s. Przy czym przy obecnej produkcji, przyjmując zapotrzebowanie na wodę w ilości 140 m³/MWh, pobór ten wynosi średnio ok. 25 m³/s.

5. Metody minimalizacji zagrożeń dostaw energii elektrycznej w niskich stanach wód naziemnych

W celu minimalizacji skutków obniżania poziomu wody w rzekach, skąd pobierana jest woda chłodząca skraplacze w elektrowniach ciepłych/węglowych z otwartym obiegiem chłodzenia, oraz nadmiernemu wzrostowi temperatury wody zrzutowej, stosowane są różne metody poprawy dostawy wody do elektrowni oraz bilansu cieplnego. Stosowane rozwiązania w poszczególnych elektrowniach:

1) Elektrownia Koźienice:

- chłodnie wentylatorowe (rys. 2 – chłodnie wentylatorowe widoczne wzdłuż kanału odpływowego z elektrowni);



Rys. 2. Widok na Wisłę w miejscu instalacji chłodni wentylatorowych w Elektrowni Koźienice. [www.enea.pl]

- próg wodny budowany i użytkowany od 2015 r.

2) Elektrownia Połaniec:

- pierwszym systemem zabezpieczenia elektrowni przed niskim stanem wody w Wiśle było odcięcie świeżej wody chłodzącej od 4 turbin. Mianowicie, 4 turbiny są chłodzone wodą



świeżą, w kolejnych 4 układy chłodzenia łączone są szeregowo, do których dostarczana jest podgrzana woda. Aby obniżyć temperaturę w kanale zrzutowym woda jest odprowadzana przez dysze rozbryzgowo (chłodnie rozbryzgowo), zwiększając powierzchnię czynną wody oddawania temperatury do atmosfery;

- podtrzymywanie poziomu wody (jaz powłokowy napełniany wodą pochłodniczą), spiętrzenie wody o 0,8 m (rys. 3). Jaz jest zainstalowany na całej szerokości koryta rzeki;
- zmodernizowana pompa wody chłodzącej oraz kondensatory w bloku 5.



Rys. 3. Widok na Wisłę w miejscu instalacji jazu powłokowego (bukłakowego). [www.enea.pl]

Instalacja jazu bukłakowego poniżej miejsca poboru wody do celów chłodniczych Elektrowni Połaniec miała na celu okazjonalne (interwencyjne) spiętrzenie wody w przypadku niskiego stanu. Obecnie jaz jest napompowany praktycznie przez cały sezon letni.

3) Ostrołęka B:

- jaz powłokowy (bukłakowy). Dzielona konstrukcja jazu umożliwia żeglugę, ponieważ możliwe jest częściowe zagrodzenie koryta rzeki.

Biorąc powyższe pod uwagę, a w szczególności to, że instalacje zabezpieczające przed niskim stanem wody w rzece zostały budowane po 2015 r., można sądzić, że elektrownie ciepłne/węglowe przygotowują się do sytuacji krytycznych w gospodarce wodnej.

6. Wybrany przykład zagrożenia dla pracy elektrowni z otwartym obiegiem chłodzenia



Podany przykład dotyczy Elektrowni Kozienice, w której konieczna była redukcja mocy z powodu wysokiej wartości temperatury wody zrzutowej, spowodowanej wysoką temperaturą wody w Wiśle oraz niskim stanem. Przy czym należy zaznaczyć, że brak jest dostępnych danych o wartościach temperatur wody zrzutowej w elektrowni. Informacja o sytuacji została przedstawiona przez operatora OSP oraz grupę Enea. Jako przykład wybrano sytuację z sierpnia 2015 r., która została odnotowana przez krajową gospodarke energetyczną ogłoszeniem 20-stopnia zasilania. Ogłoszony 20-stopień zasilania był skutkiem m.in. redukcji mocy w Elektrowni Kozienice, ale również awarią bloków w Elektrowni Bełchatów. Pozyskane dane wskazują, że sytuacje takie mogły mieć miejsce również w innym czasie, ale zostały zamaskowane przez oszczędne gospodarowanie informacją. Chodzi o dane udostępniane w ramach systemu REMIT (systemu informacyjnego, któremu podlegają uczestnicy rynku energii na podstawie Rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady nr 1227/2011 z 25 października 2011 r. w sprawie integralności i przejrzystości hurtowego rynku energii). Mianowicie, 7 sierpnia 2015 r. ogłoszono, że z powodu wysokiej temperatury wody zrzutowej w Elektrowni Kozienice ubytki mocy wynoszą 400 MW (informacje ze strony internetowej Enea Wytwarzanie oraz cire.pl).

Wg danych REMIT udostępnionych na stronie internetowej GPI – Dane rynku energii elektrycznej [www.gpi.tge.pl] można odczytać (rys. 4), że w dniu 7 sierpnia 2015 r. nieplanowane ubytki mocy dotyczyły prawie wszystkich bloków elektrowni (oprócz bloku nr 1, który był wyłączony z powodu prac remontowych). Całkowita wartość ubytku mocy wynosiła 848 MW. Przy czym należy zaznaczyć, że na podstawie publikowanych informacji nie można wnioskować, że redukcje mocy bloków Elektrowni Kozienice były związane problemem chłodzenia elektrowni.

WYTWÓRCA			SIERPIEŃ 2015													
ELEKTROWNIA	JEDNOSTKA	MOC OSIĄGALNA (MW)	SIERPIEŃ 2015													
			ŚR 5	CZ 6	PT 7	SO 8	N 9	PN 10	WT 11	ŚR 12	CZ 13	PT 14	SO 15	N 16	PN 17	WT 18
Kozienice 1		1821														
	B1	228	215	215	215	215	215	215	215	215	215	215	215	215	215	215
	B2	228	225	225	90	50	225	225	90	90	225					
	B3	225		35	35	70										
	B4	228		48	58	228	228									
	B5	228		35	38	228	228									
	B6	228		38	48	228										
	B7	228		35	39	70										
	B8	228		48	50											
Kozienice 2		2195														
	B09	560	100	160	260	100	100	100	100	100	100	100	560	560	100	100
	B10	560	230	230	230	230	230	230	230	230	230	230	230	230	230	230

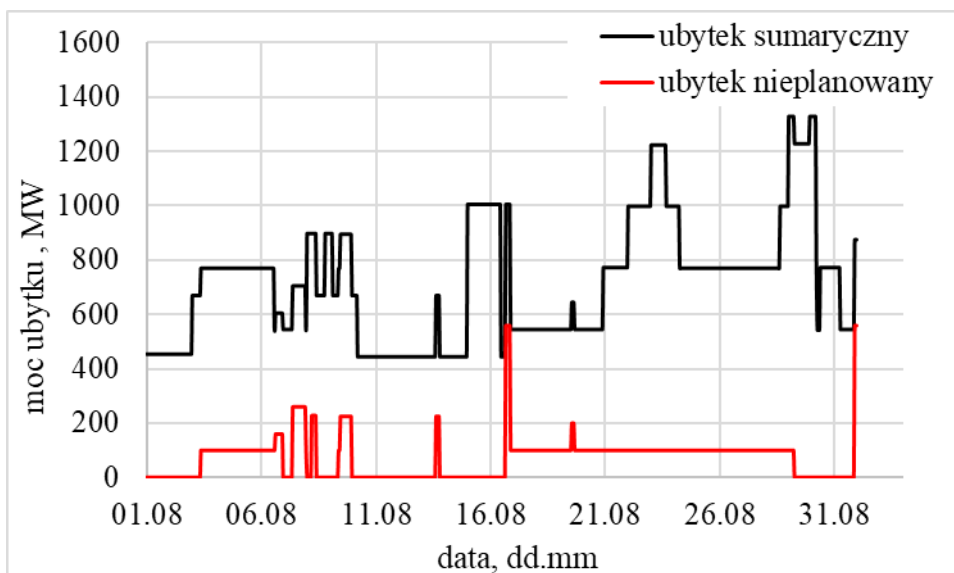
Rys. 4. Obraz ekranu z informacją o ubytkach mocy w Elektrowni Kozienice w okresie 5-18.08.2015 r. [www.gpi.tge.pl]



Przedstawione na rys. 4 dane dobowe nie oznaczają, że ubytek wystąpił w ciągu całego dnia. Na rys. 5 pokazano obraz informacji przekazywanej przez elektrownię w przypadku wystąpienia ubytku nieplanowanego. W tym przypadku dotyczyło to bloku nr 2 w Elektrowni Kozienice. Ogłoszenie ubytku nastąpiło 7 sierpnia 2015 r. o godz. 7:20. Przy czym początek zdarzenia wystąpił 6 sierpnia o godz. 13:01, a planowana data zakończenia zdarzenia to 8 sierpnia o godz. 00:00. Wartość zgłoszonego ubytku wynosiła 90 MW, a powodem była niedostępność produkcyjna. Niestety w ramach przekazywanej informacji nie jest szczegółowo wskazywany powód ubytku. Również dobową moc całkowitą ubytku, wynoszącą 848 MW, nie zaistniała w ciągu dnia, co można zobaczyć na rys. 6, na którym pokazano godzinowe ubytki mocy (planowane i nieplanowane) oraz wyodrębnione nieplanowane w sierpniu 2015 r.

Szczegóły wybranego zdarzenia		Rodzaj WIT: Generacja
Nieaktywny - Nieplanowane - Kozienice 1 B2		
Numer ID	ENEAW_B02_E_060815_150616_002	
Status zdarzenia	Nieaktywny	
Typ ubytku	Nieplanowane	
Typ zdarzenia	Niedostępność produkcyjna	
Data i czas publikacji	2015-08-07 07:20:47	
Początek zdarzenia	2015-08-06 13:01:00	
Koniec zdarzenia	2015-08-08 00:00:00	
Jednostka	MW	
Wielkość ubytku	90	
Moc dostępna	135	
Moc osiągalna	225	
Powód ubytku	Zmiana terminu zakończenia, TGE	
Uwagi		
Typ paliwa	Węgiel kamienny	
Strefa wpływu	10YPL-AREA-----S	
Podlegające obiekty lub bloki	Kozienice 1 B2	
Kod EIC podlegającego obiektu lub bloku	19W000000000096S	
Uczestnik rynku	ENEA Wytwarzanie Sp. z o.o.	
Kod uczestnika rynku	A0003260U.PL	
Poprzedni WIT	Nieaktywny - 2015-08-06 15:06:16	

Rys. 5. Obraz ekranu z informacją o zgłoszonym w dniu 7.08.2015 r. nieplanowanym ubytku mocy bloku nr 2 w Elektrowni Kozienice [www.gpi.tge.pl]



Rys. 6. Ubytki mocy w elektrowni Kozienice, sierpień 2015, dane pobrane z ENTSO-E [<https://transparency.entsoe.eu>]

Dane REMIT muszą być przekazywane do publicznej wiadomości, ale przede wszystkim do wiedzy operatorów OSP w Europejskiej Sieci Operatorów Elektroenergetycznych Systemów Przesyłowych (ang. European Network of Transmission System Operators for Electricity - ENTSO-E). Na podstawie danych udostępnianych przez ENTO-E przygotowano wykres przebiegu mocy ubytków planowanych i nieplanowanych, które pokazano na rys. 6.

Zarejestrowane w dniu 7 sierpnia 2019 r. nieplanowane ubytki mocy wynoszą maksymalnie ok. 250 MW, a nie 400 MW. Można jednak sądzić, że skoro informacja o ubytku nieplanowanym jest ogłaszana z nawet kilkugodzinnym opóźnieniem (rys. 5), to ubytki związane z niedostępnością produkcyjną spowodowaną wysoką temperaturą wody chłodzącej należą do ubytków planowanych (ogłoszonych z wyprzedzeniem).

Na rys. 7 pokazano formę w jakiej udostępniane przez operatora ENTSO-E dane o ubytkach, które zostały przekazane przez krajowego operatora OSP (PSE S.A.). Porównując te dane z informacją pokazaną na rys. 4 nie można znaleźć analogii pomiędzy wskazanymi ubytkami. Stąd można wnioskować, że niektóre informacje o występującym ubytku, pomimo, że jest to ubytek nieplanowany (a za taki należy traktować ubytek spowodowany wysoką temperaturą wody chłodzącej) jest oznaczony jako planowany.



Status	Nature	Type	Unavailability period	Area	Unit Name	Capacity		
						Installed [MW]	Available [MW]	
			Start - End					
			23.03.2015 00:00 - 06.08.2015 13:00 (CET)	CTA PL	Kozienice 1 B2	225	0	+
			13.07.2015 06:46 - 29.08.2015 00:00 (CET)	CTA PL	Kozienice 2 B10	560	330	+
			03.08.2015 00:00 - 18.12.2015 00:00 (CET)	CTA PL	Kozienice 1 B1	215	0	+
			03.08.2015 09:00 - 06.08.2015 15:30 (CET)	CTA PL	Kozienice 2 B09	560	460	+
			06.08.2015 15:31 - 06.08.2015 22:00 (CET)	CTA PL	Kozienice 2 B09	560	400	+
			06.08.2015 22:00 - 07.08.2015 09:50 (CET)	CTA PL	Kozienice 2 B09	560	460	+
			07.08.2015 09:51 - 07.08.2015 22:00 (CET)	CTA PL	Kozienice 2 B09	560	300	+
			07.08.2015 22:00 - 15.08.2015 00:00 (CET)	CTA PL	Kozienice 2 B09	560	460	+
			08.08.2015 00:15 - 10.08.2015 04:34 (CET)	CTA PL	Kozienice 1 B5	225	0	+
			08.08.2015 00:16 - 08.08.2015 05:01 (CET)	CTA PL	Kozienice 1 B6	228	0	+
			08.08.2015 05:00 - 08.08.2015 09:05 (CET)	CTA PL	Kozienice 1 B6	228	0	+
			08.08.2015 19:08 - 10.08.2015 02:34 (CET)	CTA PL	Kozienice 1 B4	228	0	+
			09.08.2015 09:40 - 09.08.2015 11:03 (CET)	CTA PL	Kozienice 1 B2	225	125	+
			09.08.2015 09:40 - 09.08.2015 11:03 (CET)	CTA PL	Kozienice 1 B2	225	125	+
			09.08.2015 11:03 - 10.08.2015 22:46 (CET)	CTA PL	Kozienice 1 B2	225	0	+

Rys. 7. Ubytki mocy w elektrowni Kozienice, sierpień 2015, dane pobrane z ENTSO-E
[<https://transparency.entsoe.eu>]

Na rys. 8 pokazano przebieg względnej wartości przepływu Wisły (w odniesieniu do przepływu SNQ – wartości średniej z przepływów najniższych, wynoszącej 184 m³/s, przy czym najniższy zarejestrowany w latach przepływ wynosi 114 m³/s). Wykres ten dotyczy odcinka Wisły powyżej Elektrowni Kozienice. [12] Na rys. 9 pokazano przebieg względnego stanu wody w Wiśle (w odniesieniu do stanu ostrzegawczego, który wynosi 400 cm). Wykres ten dotyczy odcinka Wisły powyżej Elektrowni Kozienice. Na rys. 10 pokazano przebieg zmian temperatury wody w Wiśle oraz temperatury powietrza (wartość dobową maksymalną). Wykres ten dotyczy odcinka Wisły powyżej Elektrowni Kozienice.

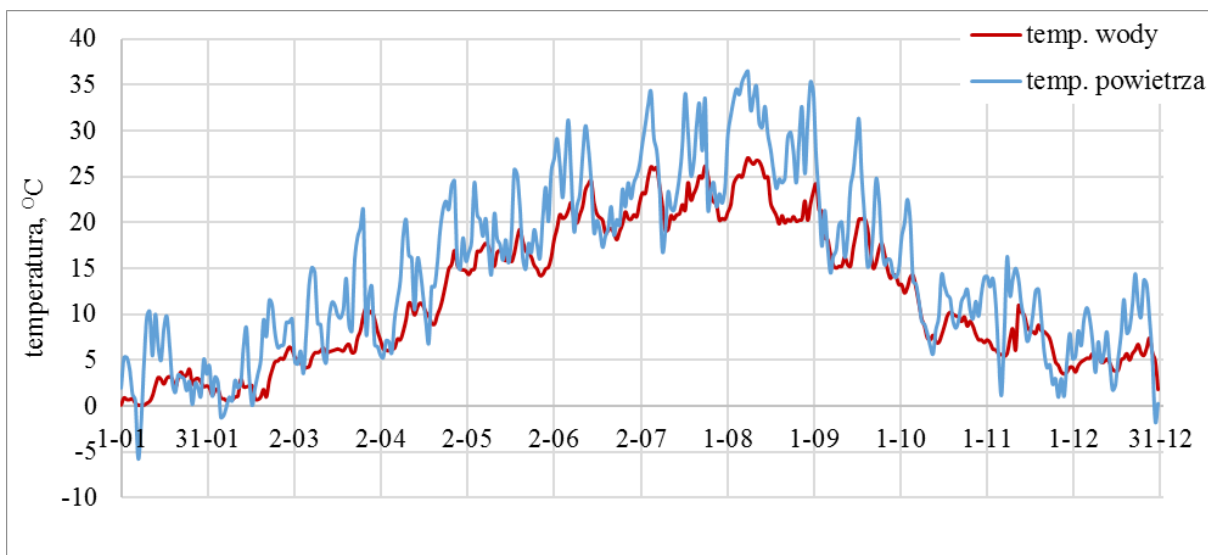


Rys. 8. Względny przepływ wody w Wiśle (w okolicach Elektrowni Kozienice), w odniesieniu do wskaźnika SNQ (średnia z najniższych przepływów). [www.metamodel.pl]

Jak widać na rys. 8 i 9 przepływ wody w Wiśle oraz stan wody są ze sobą skorelowane. Podobnie jest z temperaturą wody oraz temperaturą powietrza (rys. 10). Jeśli chodzi o przepływ w ciągu roku wahania tego parametru zmieniają się niemal 10-krotnie, a stan wody ponad 3-krotnie. Przy czym w okresie letnim (lipiec – wrzesień) wartość przepływu w Wiśle jest na poziomie średniej z minimalnych poziomów wielolecia. Okres najmniejszych przepływów występuje w tym samym czasie co najwyższe temperatury (por. rys. 10).

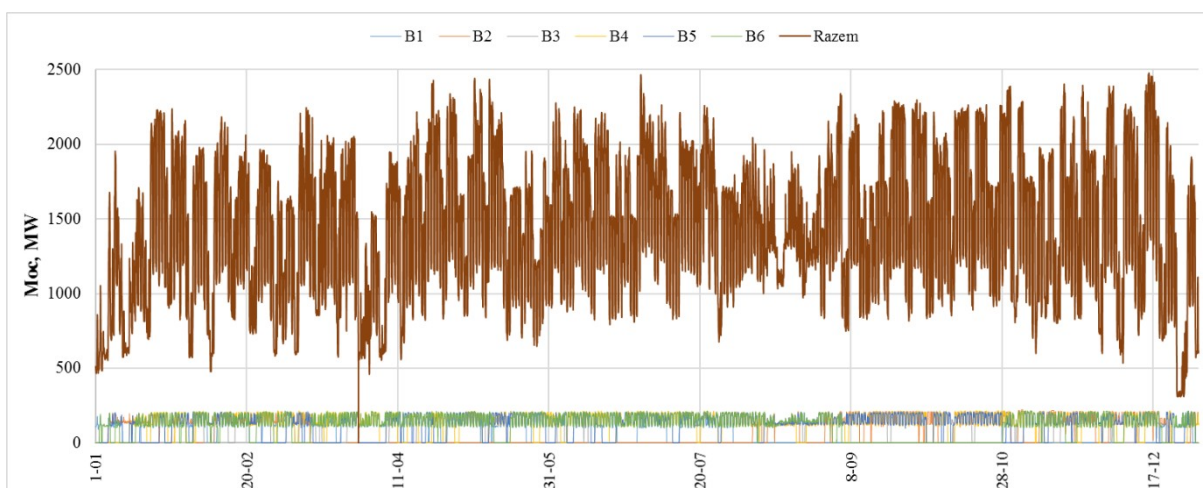


Rys. 9. Względny stan wody w Wiśle (w okolicach Elektrowni Kozienice), w odniesieniu do stanu ostrzegawczego. [www.metamodel.pl]



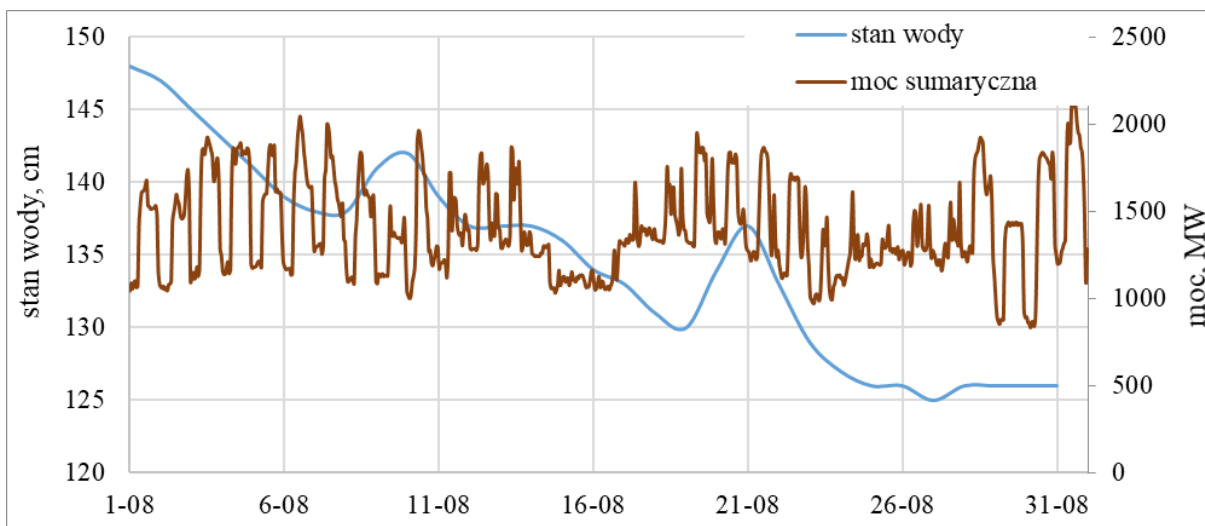
Rys. 10. Temperatura wody w Wiśle (powyżej Elektrowni Kozienice) i temperatura powietrza (wartość dobowa maksymalna). [www.metamodel.pl]

Na rys. 11 pokazano roczny profil generacji mocy czynnej w Elektrowni Kozienice. Wyróżniono również profile generacji bloków 1 – 6 w celu pokazania zmienności wykorzystania poszczególnych bloków. Generowana moc całkowita zmienia się w ciągu roku w zakresie 500 – 2500 MW.

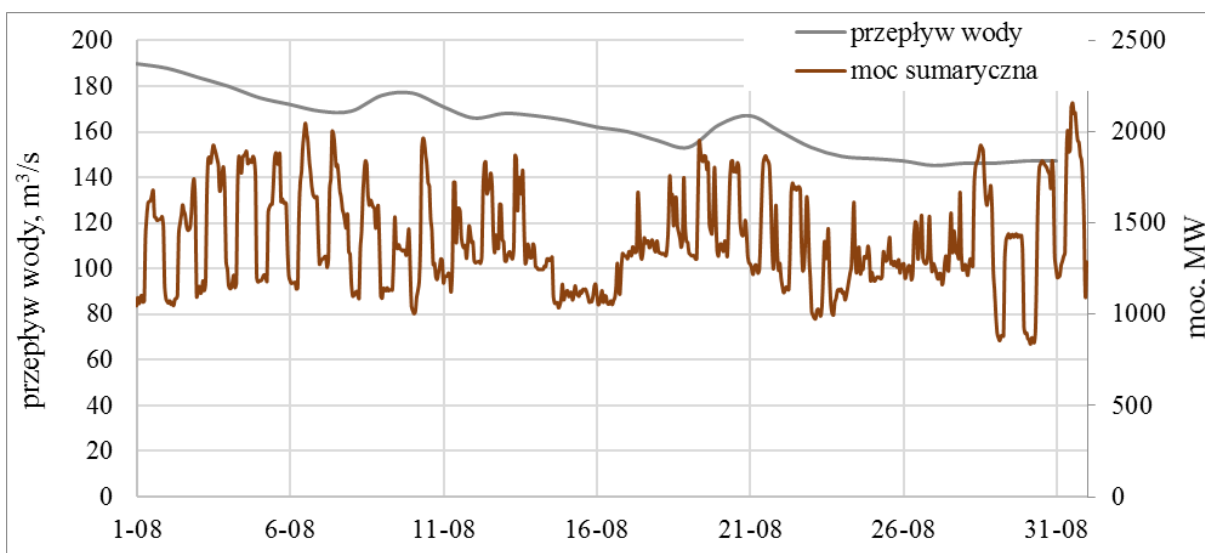


Rys. 11. Roczny profil generacji mocy czynnej w Elektrowni Kozienice, wyróżniono oddzielnie profile bloków 1-6. [www.pse.pl]

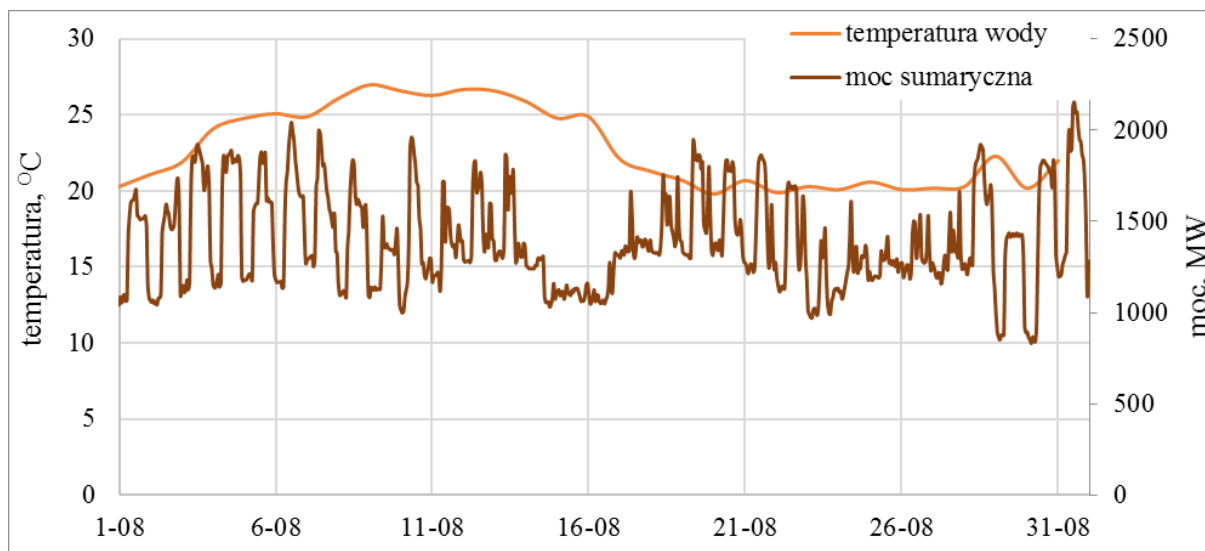
Ze względu na przyjęcie okresu sierpnia 2015 r. jako przykładu wystąpienia zagrożenia dostaw energii elektrycznej spowodowanego wysoką temperaturą wody chłodzącej oraz niskim stanem wody w Wiśle, na rys. 10 – 12 porównano generowaną w elektrowni moc w Elektrowni Kozienice ze stanem wody w Wiśle, przepływem oraz temperaturą, odpowiednio.



Rys. 10. Wykresy poziomu wody w Wiśle (powyżej Elektrowni Kozienice) oraz sumaryczna moc generowana w Elektrowni Kozienice (opracowano na podstawie danych [www.pse.pl])



Rys. 12. Wykresy przepływu wody w Wiśle (powyżej Elektrowni Kozienice) oraz sumaryczna moc generowana w Elektrowni Kozienice.



Rys. 11. Wykresy temperatury wody w Wiśle (powyżej Elektrowni Kozienice) oraz sumaryczna moc generowana w Elektrowni Kozienice.

Z samych wykresów porównawczych niestety nie jest możliwe bezpośrednie określenie korelacji pomiędzy przepływem, stanem wody, temperaturą wody oraz mocy generowanej. Zmiany mocy generowanej w elektrowni oscylują zwykle z amplitudą 500 – 1000 MW prawie w całym okresie. Dodatkowe dane uzyskiwane bezpośrednio od wytwórców energii poprzez informacje REMIT również nie dostarczają takiej wiedzy.

7. Podsumowanie

Przeprowadzona analiza opierała się przede wszystkim na dostępnych danych ilościowych oraz jakościowych dostępnych publicznie (zasoby stron internetowych) jak i literatury technicznej. Pozycje książkowe dotyczące funkcjonowania energetyki konwencjonalnej, w szczególności dotyczące funkcjonowania i zagadnień eksploatacyjnych elektrowni ciepłych/węglowych to lata 70' i 80'. Jednakże w przedmiotowym zakresie jest to wiedza aktualna, ponieważ wydano je w czasie budowy tych elektrowni. Na podstawie przeprowadzonej analizy można sformułować kilka wniosków:

1. Przede wszystkim należy zwrócić uwagę na fakt, że elektrownie ciepłe/węglowe z otwartym obiegiem chłodzenia w znacznie mniejszym stopniu wpływają na gospodarkę wodną niż elektrownie z układami chłodzenia zamkniętymi (z chłodniami kominowymi). Pobierana woda z koryta rzeki w większości wraca do koryta poniżej elektrowni. Jeśli wziąć pod uwagę ilość wody zużytej bezzwrotnie, strata jednostkowa (na MWh) jest większa prawie czterokrotnie na niekorzyść elektrowni z chłodniami kominowymi. **Bilans roczny zużycia wody związany z produkcją energii elektrycznej, wykorzystanej na cele chłodnicze**, wygląda następująco: elektrownie z obiegiem otwartym korzystające z wód rzecznych – ok. 15 mln m³/rok (zużycie jednostkowe – 0,5 m³/MWh, roczna produkcja energii elektrycznej – ok. 30



TWh); elektrownie z chłodniami kominowymi – ok. 150 mln m³/rok (zużycie jednostkowe – 1,8 m³/MWh, roczna produkcja energii elektrycznej – ok. 85 TWh).

2. Istotnym zagrożeniem jest natomiast w wypadku elektrowni z obiegami otwartymi temperatura wody zrzutowej z elektrowni. W elektrowniach z rzecznyymi obiegami chłodzenia zagrożenie to potęguje się w wypadku niskich stanów wody i małych przepływów. Zdarzają się sytuacje, kiedy ponad połowa płynącej wody w korycie jest pobierana do obiegu chłodzenia. Stąd narzucone w stosunku do maksymalnej temperatury wody zrzutowej ograniczenie do 35°C. Jednakże operator PSE S.A. może w sytuacji zagrożenia bezpieczeństwa energetycznego wprowadzić procedurę pozwalającą na ominięcie tego ograniczenia. Pomimo nie dającego się łatwo rozpoznać stanu degradacji zbiorników wodnych dla elektrowni znajdujących się przy zbiornikach (Rybnik, Pątnów, Konin) w mediach znane są komunikaty, np. o rekordowo dużych rybach (najczęściej karpie i sumy, coraz częściej amury).

3. Zagrożeniem dla gospodarki wodnej w przypadku elektrowni ciepłych z rzecznyymi otwartymi układami chłodzenia mogą być stosowane metody zabezpieczania przed niskimi stanami wód. Mianowicie, chodzi o stosowane metody spiętrzania wody. Problem ten dotyczy szczególnie elektrowni Kozienice i Połaniec. Stosowane tam metody powodują całkowitą blokadę spławności Wisły, grożąc całe koryto rzeki. Metoda zastosowana przy Elektrowni Ostrołęka minimalizuje ten problem, ponieważ spiętrzanie może być przeprowadzone na wydzielonej szerokości Narwi, zapewniając spławność oraz nieprzerwaną wędrówkę ryb.

4. W obecnej chwili sytuacja wpływu gospodarki wodnej trzech głównych rzek w Polsce na pracę elektrowni ciepłych węglowych z otwartym obiegiem chłodzenia nie jest jeszcze całkiem rozpoznana. Z dostępnych danych nie wynika, że sytuacja jest krytyczną w zakresie bezpieczeństwa energetycznego. Natomiast można wnioskować, że zagrożenie energetyczne z sierpnia 2015 r. wpłynęło na procedury wdrożone przez PSE S.A. w przypadkach prognozowanych sytuacji zagrożenia bezpieczeństwa dostaw energii. Również same elektrownie zostają wyposażane w dodatkowe systemy bezpieczeństwa, jak np. dodatkowe chłodnie wentylatorowe czy jazy spiętrzające wodę. To pokazuje, że jednak w pewnym zakresie brak regulacji koryt rzek i niedostateczna gospodarka wodna może doprowadzić do zagrożeń w energetyce.

5. Brak ogólnodostępnych danych w zakresie gospodarki wodnej znacznie utrudnia prowadzenie badań jej wpływu na bezpieczeństwo energetyczne kraju. Ale nie tylko w zakresie hydrologii, również dane udostępniane przez operatora OSP wskazują na niedoskonałość systemów informatycznych. Przykładem są dane udostępniane w ramach rozporządzenia REMIT, które jak się okazuje, nie są spójne. Dane zawarte w informacji o ubytku nie wskazują na jego, przyczynę który z kolei powinien wpływać na cenę energii oraz bezpieczne planowanie działania źródeł w sieci. Przeprowadzone analizy wskazują na potrzebę przeprowadzenia badań (w stosunku do istniejących danych nt. korzystania energetyki konwencjonalnej ze środowiska, w szczególności w zakresie hydrologii) celem weryfikacji wymagań dotyczących jawności informacji i rozszerzenia bazy udostępnianych danych. Wydaje się celowe rozszerzenie informacji o stanie wody, przepływach i temperaturze w bezpośrednim sąsiedztwie elektrowni. Sieć pomiarowa Instytutu IMGW jest bardzo



rozbudowana, lecz pomija krytyczne miejsca, jakimi są elektrownie położone przy rzekach i zbiornikach wodnych. Proponuje się, w kontekście przenikania się gospodarki wodnej oraz energetycznej, jest zobowiązanie właścicieli elektrowni ciepłych/węglowych o stanie wykorzystania wody do celów produkcyjnych.

Literatura:

- [1] Janiczek R.: Eksploatacja elektrowni parowych. WNT, Warszawa 1980
- [2] Strona internetowa elektrowni Dolna Odra: <https://zedolnaodra.pgegiek.pl>, dostęp 19.09.2019 r.
- [3] Ustawa z dnia 20 lipca 2017 r. - Prawo wodne, tekst ujednoczony, dostęp w dniu 19.09.2019 r.
- [4] Rozporządzenie Ministra Gospodarki Morskiej i Żeglugi Śródlądowej z dnia 12 lipca 2019 r. w sprawie substancji szczególnie szkodliwych dla środowiska wodnego oraz warunków, jakie należy spełnić przy wprowadzaniu do wód lub do ziemi ścieków, a także przy odprowadzaniu wód opadowych lub roztopowych do wód lub do urządzeń wodnych
- [5] Portal wysokienapiecie.pl, artykuł z 31 lipca 2018 r. pt.: PSE ogłosiły „zagrożenie bezpieczeństwa dostaw” prądu. Co to oznacza?
- [6] Sprawozdanie Zarządu z działalności ENEA S.A. oraz Grupy Kapitałowej ENEA w 2018 r. Publikacja: marzec 2019.
- [7] Sprawozdanie Zarządu z działalności PGE Polskiej Grupy Energetycznej S.A. oraz Grupy Kapitałowej PGE za 2018 rok. Publikacja: marzec 2019
- [8] Sprawozdanie Zarządu Energii S.A. z działalności Grupy Kapitałowej za rok zakończony dnia 31 grudnia 2018 r. Publikacja: marzec 2019.
- [9] Historia elektryki polskiej, Tom II: Elektroenergetyka, WNT, Warszawa 1992
- [10] Biuletyn monitoringu klimatu Polski, sierpień 2015, IMGW, Warszawa 2015
- [11] Tygodniowy biuletyn hydrologiczny, strona internetowa pogodynka.pl (IMGW)
- [12] Raport z wykonania map zagrożenia powodziowego i map ryzyka powodziowego, Załącznik nr 1, 2013 r.