

Elektrownie gazowe i węglowe w kryzysie wodnym



Oświęcim 2024

Elektrownie gazowe i węglowe w kryzysie wodnym

ZESPÓŁ AUTORSKI

Robert Wawręty i Janusz Żelaziński

PODZIĘKOWANIA

Michał Cebula, Jakub Krawczyński, Diana Maciąga,
Michał Nowak, Anna Wawręty, Wojciech Wawręty

KOREKTA

Diana Maciąga

ZDJĘCIE NA OKŁADCE

Piotr Bednarek

PROJEKT GRAFICZNY I SKŁAD

Magda Warszawa

Źródłem pochodzenia danych jest Instytut Meteorologii i Gospodarki Wodnej – Państwowy Instytut Badawczy. Dane Instytutu Meteorologii i Gospodarki Wodnej – Państwowego Instytutu Badawczego zostały przetworzone.

WYDAWCA



Towarzystwo na rzecz Ziemi
ul. Leszczyńskiej 7, 32-600 Oświęcim
tel.: 33 842 21 20, 737 692 261
e-mail: biuro@tnz.most.org.pl
tnz.most.org.pl

PARTNER



**Stowarzyszenie Pracownia
na rzecz Wszystkich Istot**
ul. Jasna 17, 43-360 Bystra
pracownia.org.pl

© Towarzystwo na rzecz Ziemi, 2024

ISBN 978-83-60106-19-8

Spis treści

Wstęp	5
Woda w energetyce konwencjonalnej	11
Wykorzystanie wody w elektrowniach termicznych	13
Wielkość poboru wód przez energetykę – Polska na tle UE	14
Skutki niedoborów wód dla gospodarki i systemu elektroenergetycznego ...	15
Obecna skala niedoboru wód w Polsce i Europie	16
Cel i metodyka opracowania	17
Wyniki	21
Identyfikacja elektrowni termicznych na obszarach niedoboru wód	23
Wodochłonność elektrowni gazowych i węglowych	27
Wstępna analiza oszacowania stresu wodnego wywołanego działalnością elektrowni termicznych	34
Podsumowanie i wnioski	39
Rekomendacje	45
Bibliografia	51

Wstęp



Czysta i słodka woda jest niezbędna do życia człowieka oraz funkcjonowania ekosystemów wodnych i od wód zależnych. Zapewnienie jej dostępności na odpowiednim poziomie ilościowym, a także jakościowym jest jednym z najważniejszych wyzwań, przed jakimi stoi cały świat w tym Polska i Europa. Jest to szczególnie istotne w dobie postępującego kryzysu klimatycznego. W wielu regionach zmiana klimatyczna może zwiększyć zapotrzebowanie na wodę, jednocześnie zmniejszając jej zasoby (EPA 2017). Będzie to prowadziło do wzrostu konkurencji między różnymi sektorami korzystającymi z wody (Caretta i in. 2022).

Istnieje obawa, że sektor wytwarzania energii może być tym, który dodatkowo przyczyni się do wzrostu niedoborów wód. Pobór dużej części wody przez elektrownie ciepłone może również naruszyć normy jakości termicznej i zmniejszyć krótkoterminową dostępność wody w pozostałej części zlewni (Kingi in. 2013). Skala tych oddziaływań jest ściśle powiązana z rodzajem mokrych systemów chłodzących stosowanych w elektrowniach termicznych, które w procesie wytwarzania energii elektrycznej wymagają największej ilości wody.

Elektrownie z recyrkulacyjnymi (zamkniętymi) systemami chłodzenia mogą przyczyniać się głównie do niedoborów wód z uwagi na fakt, że pobrana przez nie woda zostaje w całości odparowana w chłodniach kominowych. Z kolei elektrownie wyposażone w jednoprzepływowe (otwarte) systemy chłodzenia co prawda zwracają większość pobranej wody do odbiornika, ale o zmienionych właściwościach biologicznych, chemicznych i termicznych (Langford 1990). Straty wód w tego typu rozwiązaniach dla jednostek węglowych wynoszą od 0,4–2 m³/MWh, a dla gazowych mogą sięgać nawet 3,23 m³/MWh (Pan 2018). Ponadto pojawiają się dodatkowe ubytki w wyniku parowania z powierzchni wody, do której trafiają ścieki termiczne (wody pochłodnicze). Próbę ich oszacowania podjęto w Polsce dla Elektrowni Kozienice, gdzie wyniosły one 28,4 mln m³ wody w 2021 roku (Cebula i in. 2023), co odpowiadało 2,3 m³/MWh. Wg autorów wartość komercyjna odparowanej wody przekroczyła 140 mln PLN. Sam proces poboru wody wiąże się również z anihilacją organizmów wodnych. W okresie prowadzonych badań Elektrownia Ostrołęka B wyposażona w otwarty system chłodzenia zabiła 18 do 32% wszystkich młodocianych stadiów ryb dryfujących w analizowanym przekroju Narwi (Mikołajczyk i in. 2020, Mikołajczyk

i in. 2022). Z kolei Elektrownia Kozienice unicestwiła 22 do 48% larw i wczesnych form narybkowych dryfujących Wisłą (Mikołajczyk i in. 2022, Nowak i in. 2023).

W przypadku elektrowni z otwartym systemem chłodzenia największe zmiany ilościowe wód dotyczą odcinków rzek pomiędzy ujęciem wody a miejscem jej zrzutu. W polskich warunkach wynoszą one zazwyczaj kilkaset metrów, choć zdarzają się również długości sięgające od 2,5 km, jak w przypadku Elektrowni Połaniec, do nawet 29 km, jak ma to miejsce w Elektrociepłowni Żerań. W tej ostatniej, woda chłodząca jest pobierana z Wisły i po użyciu zostaje skierowana kanałem do rzeki Narew.

Obecnie coraz więcej zlewni i rzek doświadcza presji związanej z wytwarzaniem energii termoelektrycznej. Elektrownie termiczne mogą zarówno wywoływać stres wodny jak i odczuwać jego skutki (Zhang i in. 2021). Nowe wodochłonne systemy energetyczne mogą pogłębić niedobory wód, jeżeli są wdrażane w regionach już narażonych na silny stres wodny (Lee i in. 2019). Interesariusze powinni wziąć pod uwagę regionalną dostępność wody podczas podejmowania decyzji o lokalizacji i mocy nowych elektrowni termicznych. Muszą również uwzględnić ich długofalowe skutki. W odniesieniu do istniejących systemów elektroenergetycznych instytucje państwowe powinny tworzyć warunki prawne i finansowe ograniczające presję elektrowni termicznych na środowisko wodne, zwłaszcza, że nie ma obecnie żadnych barier technicznych uniemożliwiających ich zastępowanie przez rozwiązania nie wymagające wody do produkcji energii elektrycznej lub zapotrzebowanie na nią jest śladowe. W przypadku energii elektrycznej skuteczną alternatywą jest uniezależnienie systemów chłodzenia od zasobów słodkiej wody poprzez zastosowanie chłodzenia wodą morską lub suchym systemem chłodzenia (wykorzystującym powietrze). Technologie suchego chłodzenia mają jednak wady związane z kosztami i wydajnością, co może prowadzić do wyrównanego wzrostu kosztu produkcji energii elektrycznej o 3–8% (Macknick 2012). Systemy termoelektryczne oparte o wody morskie również bywają zawodne np. w sytuacjach wzrostu temperatury wody co w konsekwencji prowadzi do ograniczenia mocy elektrowni (Patel 2018). Z tego powodu najbardziej zasadny jest wybór odnawialnych źródeł energii, które za wyjątkiem elektrowni wodnych są generalnie mniej podatne na skutki zmiany klimatu i nie powodują szkód w środowisku wodnym. Ich wykorzystanie może przyczynić się do zwiększenia odporności infrastruktury elektroenergetycznej na skutki zmiany klimatu (Bartos i Chester 2015).

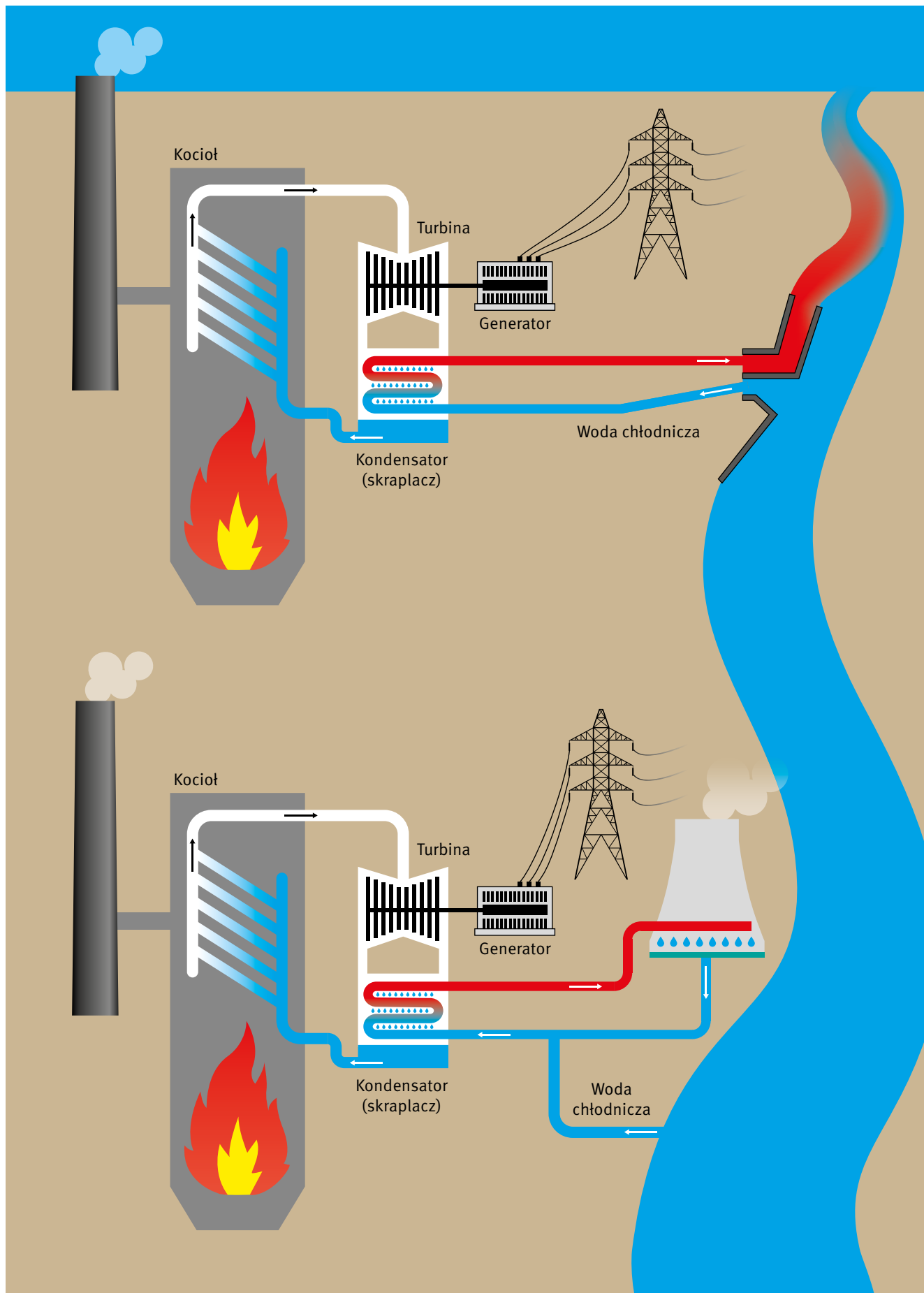
Celem niniejszego opracowania jest identyfikacja istniejących i planowanych krajowych elektrowni konwencjonalnych zlokalizowanych na obszarach niedoborów wód. Wykorzystano do tego mapy European Environment Agency obrazujące sezonowe niedobory wód w 2019 roku,

na poziomie poszczególnych zlewni, mierzone za pomocą wskaźnika WEI+ (Water exploitation index plus; EEA 2023b). Ponadto dokonano oceny wodochłonności elektrowni termicznych tworzących krajowy system elektroenergetyczny. Do tej części analizy wytypowano wyłącznie obiekty, których podstawowym źródłem wody są rzeki oraz zbiorniki zaporowe. Nie uwzględniono elektrowni zasilanych z sieci wodociągowych oraz z jezior. Ponadto dokonano rozpoznania działających elektrowni termicznych mogących wywierać obecnie największy stres wodny. Jako miarę przyjęto liczbę dni, podczas których w 2022 roku działalność elektrowni termicznych spowodowała niedotrzymanie przepływu nienaruszalnego lub potencjalnego przepływu nienaruszalnego, czyli minimalnej ilości wody, niezbędnej do utrzymania życia w rzece.

Liczymy, że przeprowadzona analiza pozwoli zwrócić uwagę decydentów i społeczeństwa na problem dostępności wód jak również zachęci władze do szybszego odchodzenia od rozwiązań wodochłonnych. Jest to szczególnie istotne w kontekście postępującej zmiany klimatu, której skutki będą miały coraz większy wpływ nie tylko na dostępność wody (Behrens i in. 2017), ale również na cały sektor energetyczny. Wcześniejsze wycofanie z eksploatacji starych bloków energetycznych może zapewnić znaczne oszczędności wody w porównaniu z ich przebudową, która ma ograniczony wpływ na adaptację do zachodzących zmian (Behrens i in. 2017).

Woda w energetyce konwencjonalnej





Ryc. 1. Schemat elektrowni termicznych z otwartym (góra) i zamkniętym (dół) systemem chłodzenia. Na podstawie: Politechnika Wroclawska, 2016.

Wykorzystanie wody w elektrowniach termicznych

Woda jest potrzebna na każdym etapie cyklu energetycznego, od wydobycia i przetwarzania paliw kopalnych po jej wykorzystanie do produkcji energii elektrycznej. Jednym z najbardziej narażonych na niedobór wody jest proces wytwarzania energii elektrycznej w elektrowniach termicznych. 98,7% wody pobieranej przez krajowe elektrownie ciepłe służy do chłodzenia skraplaczy (kondensatorów). W wyniku spalania paliw woda zostaje podgrzana, w efekcie czego tworzy się para wodna, która następnie obraca turbiny w celu wytworzenia energii elektrycznej. Po przejściu przez turbinę w wyniku kontaktu z kondensatorami para zostaje schłodzona i skroplona z powrotem do postaci wody, zanim ponownie zostanie wykorzystana do produkcji energii elektrycznej. Czynnikiem chłodzącym parę jest tu woda pobierana na bieżąco z odbiornika i tłoczona do skraplaczy. Głównym źródłem wód są zwykle wody powierzchniowe, aczkolwiek w warunkach krajowych coraz częściej sięga się po zasoby wód podziemnych oraz wodę z sieci wodociągowych. Sporadycznie wykorzystywane są również wody z oczyszczalni.

O ilości wody kierowanej do systemów chłodzenia decydują przede wszystkim wielkość mocy elektrowni oraz rodzaj systemów chłodzących.

Rozróżniamy dwa główne typy mokrych systemów chłodzących elektrowni wykorzystujących wodę: otwarte (jednoprzepływowe) i zamknięte (obiegowe, recyrkulacyjne). Ich schematy przedstawiono na ryc. 1. W użytku są również systemy mieszane (kombinowane), w których okresowo pobór wody następuje ze zbiornika wodnego oraz z chłodni mokrej, lub w których woda pochłodnicza przed wprowadzeniem do środowiska zostaje schłodzona w chłodniach wentylatorowych. Jest to bezpośrednio uzależnione od warunków hydrologicznych i termicznych odbiornika, do którego trafiają wody pochłodnicze.

Systemy otwarte – pobierają wodę z pobliskich źródeł (rzek, jezior, akwenów morskich) i należą do najtańszych rozwiązań. Po przejściu przez kondensatory (skraplacze) i odebraniu ciepła z pary woda pochłodnicza zostaje odprowadzona z powrotem do odbiornika jednak jest już dużo cieplejsza. Jej ochłodzenie w wyniku parowania następuje

w rzece na długości kilkudziesięciu (Cebula i in. 2021) do nawet kilkuset kilometrów poniżej punktu zrzutu (Zembaty 1993). Dopiero wówczas woda w rzece osiąga temperaturę zbliżoną do naturalnej. Powstające w wyniku parowania z powierzchni wody straty bezzwrotne wynoszą średnio ok. 0,6% w stosunku do ilości wody pobieranej (Spoz 1992). Podczas odprowadzania wód zrzutowych do jezior, obserwujemy trwałe podgrzanie tych zbiorników w porównaniu z ich naturalną temperaturą (Zembaty 1993). W okresie zimowym, przy temperaturach zbliżonych do zera, część podgrzanej wody pochłoniczej trafia powtórnie do ujęcia wody w celu zapobieżenia jego zamarznięciu. W efekcie do głównego odbiornika trafia woda pochłonicza o temperaturze kilkunasto- do ponad 30-krotnie wyższej od temperatury wody ujmowanej (Cebula i in. 2021).

Systemy zamknięte – wykorzystują pobraną wodę wielokrotnie. Po jednokrotnym przejściu przez system skraplaczy woda pochłonicza nie trafia do odbiornika lecz do chłodni kominowej lub innych urządzeń rozbryzgujących. Tu ulega schłodzeniu i częściowemu odparowaniu, a następnie zostaje ponownie skierowana do skraplaczy. Powstałe w wyniku parowania ubytki wody są na bieżąco uzupełniane wodą przygotowaną zgodnie z wymaganiami obiegu. Systemy te charakteryzują się znacznie niższym poborem wody niż systemy otwarte, ale znacznie wyższym jej zużyciem (poborem bezzwrotnym). Straty spowodowane parowaniem w chłodni kominowej szacuje się na ok. 1,5–3,5% przepływu wody obiegowej (Spoz 1992, Stańda 1999, Pawlik i Strzelczyk 2016).

Poza systemami chłodzenia woda w elektrowniach termicznych jest m.in. czynnikiem chłodzącym różne urządzenia mechaniczne i elektryczne. Uczestniczy również w obiegu wodno-parowym, gdzie dochodzi do przekształcenia energii cieplnej na mechaniczną i jest nośnikiem energii cieplnej dla odbiorców. Może również transportować odpady paleniskowe z obiektów opalanych węglem oraz służyć do ich zraszania. Jest również wykorzystywana do oczyszczania spalin metodą mokrą.

Wielkość poboru wód przez energetykę konwencjonalną – Polska na tle UE

W Polsce 79% procent energii elektrycznej jest wytwarzana przez elektrownie termiczne – opalane głównie węglem i gazem. Wszystkie należą do największych użytkowników zasobów słodkiej wody. 99,7% poborów pochodzi z ujęć własnych wód powierzchniowych. Wg danych Głównego Urzędu Statystycznego (GUS) w latach 2012–2022 do krajowych elektrowni termicznych trafiało łącznie średnio ok. 6 mld m³ wody rocznie. Pobór wód na ich potrzeby stanowił ponad 60% poboru wód w całej krajowej gospodarce i blisko 90% w przemyśle.

W 2015 roku pobór wód na potrzeby całego systemu energetycznego UE, obejmującego wytwarzanie energii oraz wydobycie paliw kopalnych, wyniósł 74 mld m³, z czego elektrownie pobrały 53,10 mld m³. Największy udział miały tu elektrownie jądrowe (30,6 mld m³) oraz węglowe i gazowe, które łącznie pobrały 20,80 mld m³ (Medarac i in. 2018). W tym czasie do polskich elektrowni trafiło 4,7 mld m³, natomiast do całego krajowego systemu energetycznego obejmującego wydobycie paliw bez węgla brunatnego – 10,4 mld m³ (Medarac i in. 2018). Należy zwrócić uwagę, że europejskie dane w zakresie zapotrzebowania na wody przez polskie elektrownie znacząco odbiegały od danych GUS, które w tym samym roku kształtowały się na poziomie 6,7 mld m³. Nie zmienia to jednak faktu, że Polska już w 2015 roku znajdowała się w czołówce państw pobierających największe ilości wody. Polskę wyprzedziły jedynie Francja, która większość energii wytwarza w elektrowniach jądrowych oraz Niemcy, które w tamtym czasie również posiadały w swojej flocie elektrownie jądrowe.

Skutki niedoborów wód dla gospodarki i systemu elektroenergetycznego

Woda i energia są ze sobą nierozzerwalnie powiązane ponieważ system energetyczny opiera się głównie na elektrowniach termicznych (termoelektrycznych), które do wytwarzania energii obok paliw kopalnych (i jądrowych) potrzebują ogromnych ilości wody.

Ostatnie gorące lata pokazują wrażliwość europejskiego i krajowego sektora elektroenergetycznego na ograniczoną dostępność wody i wysokie temperatury rzek. Choć niedoborami wód zostały dotychczas dotknięte głównie elektrownie jądrowe, problem ten nie ominął również jednostek opalanych węglem i gazem, w tym tych działających w Polsce (Medarac 2018). Tylko w 2003 r. susze w Europie doprowadziły do zmniejszenia mocy użytkowej elektrowni termoelektrycznych o 4,7% w porównaniu ze średnią z lat 1981–2010 (Van Vliet i in. 2016). Wg innych badań (Coffel i Mankin 2021) dotychczasowa zmiana klimatu spowodowała w UE oraz USA zwiększenie średniej redukcji mocy elektrowni termicznych o 0,75–1%. W Wielkiej Brytanii roczne skumulowane koszty niedoborów wody chłodzącej dla elektrowni wynoszą około 29–66 milionów GBP. Jednak w około 20% przypadków roczne koszty w związku ze zmianą klimatu mogą wzrosnąć w przedziale 66–95 milionów funtów brytyjskich rocznie w okresie 30 lat (Byers i in. 2020).

Ze względu na zmianę klimatu oczekuje się, że w Europie okresy niskiego przepływu rzek w lecie w połączeniu z wysokimi temperaturami wody będą występować częściej. Z uwagi na pogorszone warunki termiczne i hydrologiczne wód w Europie w latach 2031–2060 wydajność

elektrowni termoelektrycznych w porównaniu do okresu 1971–2000 może spaść nawet do 21% (van Vliet i in. 2013). W Polsce redukcje średniej mocy termoelektrycznej jednostek węglowych w okresie lata mogą w zależności od scenariusza wynieść od 7 do 10%, a rocznie średnio o 3–4% (van Vliet i in. 2013).

Ograniczone dostawy energii w połączeniu ze zwiększonymi kosztami jej wytwarzania podczas susz i fal upałów mogą wywołać istotne skutki gospodarcze, takie jak znaczny wzrost cen energii elektrycznej (van Vliet i in. 2013, van Vliet i in. 2016). Gdy susze występują w różnych regionach równocześnie, potencjał ich łagodzenia poprzez przesył energii elektrycznej jest poważnie ograniczony. Nadmierne poleganie na tradycyjnym wytwarzaniu energii termoelektrycznej może skutkować nieprzewidzianymi ograniczeniami mocy wytwórczej (Bartos i Chester 2015).

Obecna skala niedoboru wód w Polsce i Europie

W 2019 roku 29% terytorium UE z wyłączeniem Włoch przez co najmniej jeden sezon zostało dotkniętych niedoborem wody mierzonym wskaźnikiem WEI+ (EEA 2023a). Wskaźnik ten określa zużycie wody jako procent odnawialnych zasobów słodkiej wody dostępnych na poziomie dorzecza w każdym z czterech kwartałów roku. Zużycie wody traktuje się tu jako różnicę pomiędzy poborem a powrotem wody (EEA 2019). WEI+ dostarcza informacji na temat poziomu presji, jaką działalność człowieka wywiera na naturalne zasoby wodne danego terytorium. Pomaga to zidentyfikować obszary podatne na problemy związane ze stresem wodnym. Wartość WEI+ powyżej 20% wskazuje, że zasoby wodne są zagrożone i dlatego przeważają warunki niedoboru wody; wartość powyżej 40% wskazuje, że stres jest poważny, a zużycie słodkiej wody jest niezrównoważone.

Najgorsze warunki sezonowego niedoboru wód w 2019 roku mierzonym wskaźnikiem WEI+ wystąpiły w Polsce w drugim kwartale i wyniosły 14,5%. Spośród krajów UE sytuowało to Polskę na 9 pozycji. W czołówce państw z największym niedoborem dominowały kraje Europy Południowej oraz Rumunia i Czechy. W większości krajów warunki niedoboru wody nasilają się między lipcem a wrześniem. Rozpatrując wskaźnik WEI+ na poziomie poszczególnych zlewni w ujęciu kwartalnym przedstawia się znacznie gorzej (EEA 2023b). W przypadku Górnej Odry i Warty wskaźnik WEI+ przekraczał 40% przez cały rok. Z kolei w zlewniach Górnej Wisły i Dolnej Odry na tym poziomie utrzymywał się przez 3 kwartały z niewielką poprawą w okresie wiosennym. W zlewni Sanu WEI+ powyżej 40% występował w I i IV kwartale. Natomiast w regionie Dolnej Wisły między Słupią a Motławą na tym poziomie utrzymywał się w III kwartale.

Cel i metodyka opracowania



Niniejsze opracowanie składa się z trzech części:

I Identyfikacja elektrowni termicznych na obszarach niedoboru wód

Pominięto obiekty zasilane wodami z sieci wodociągowych. Uwzględniono funkcjonujące w 2022 roku i nowe (planowane lub w trakcie realizacji) elektrownie termiczne pobierające wodę z ujęć wód powierzchniowych (z rzek i sztucznych oraz naturalnych jezior). Do tego celu wykorzystano program QGIS 3.28 oraz dane geoprzestrzenne EEA (2023b) przedstawiające obszary zlewni zagrożonych niedoborem wód w 2019 r. w ujęciu kwartalnym. Informacje o źródłach pobieranych wód pozyskano z pozwoleń zintegrowanych i pozwoleń wodnoprawnych. W przypadku inwestycji planowanych źródło danych stanowiła baza Fundacji InStrat, Biuletyny Informacji Publicznej, decyzje środowiskowe lub/i karty informacyjne przedsięwzięcia oraz raporty oddziaływania na środowisko.

II Wodochłonność elektrowni gazowych i węglowych

Ocenie poddano działające elektrownie i elektrociepłownie (węglowe i gazowe), pobierające wodę z rzek i zbiorników zaporowych, dla których było możliwe skompletowanie danych z lat 2021–2022 w zakresie dobowych poborów wód oraz ilości wyprodukowanej energii elektrycznej. Dane nt. wytworzonej energii elektrycznej pochodziły z platformy Europejskiej Sieci Operatorów Elektroenergetycznych Systemów Przesyłowych (ENTSOE). Dane dotyczące wód uzyskano z Wojewódzkich Inspektoratów Ochrony Środowiska (WIOŚ).

Ocenę wodochłonności przeprowadzono łącznie dla 19 elektrowni poprzez porównanie: średnich w zakresie poborów wód w przeliczeniu na wyprodukowaną jednostkę energii MWh (m^3/MWh), średnich ilorazów wyprodukowanej energii do ilości pobranej wody (MWh/m^3) (w obu wypadkach zastosowano test Kruskala-Wallisa) oraz analizę regresji liniowej.

III **Wstępna analiza oszacowania stresu wodnego wywołanego działalnością elektrowni termicznych**

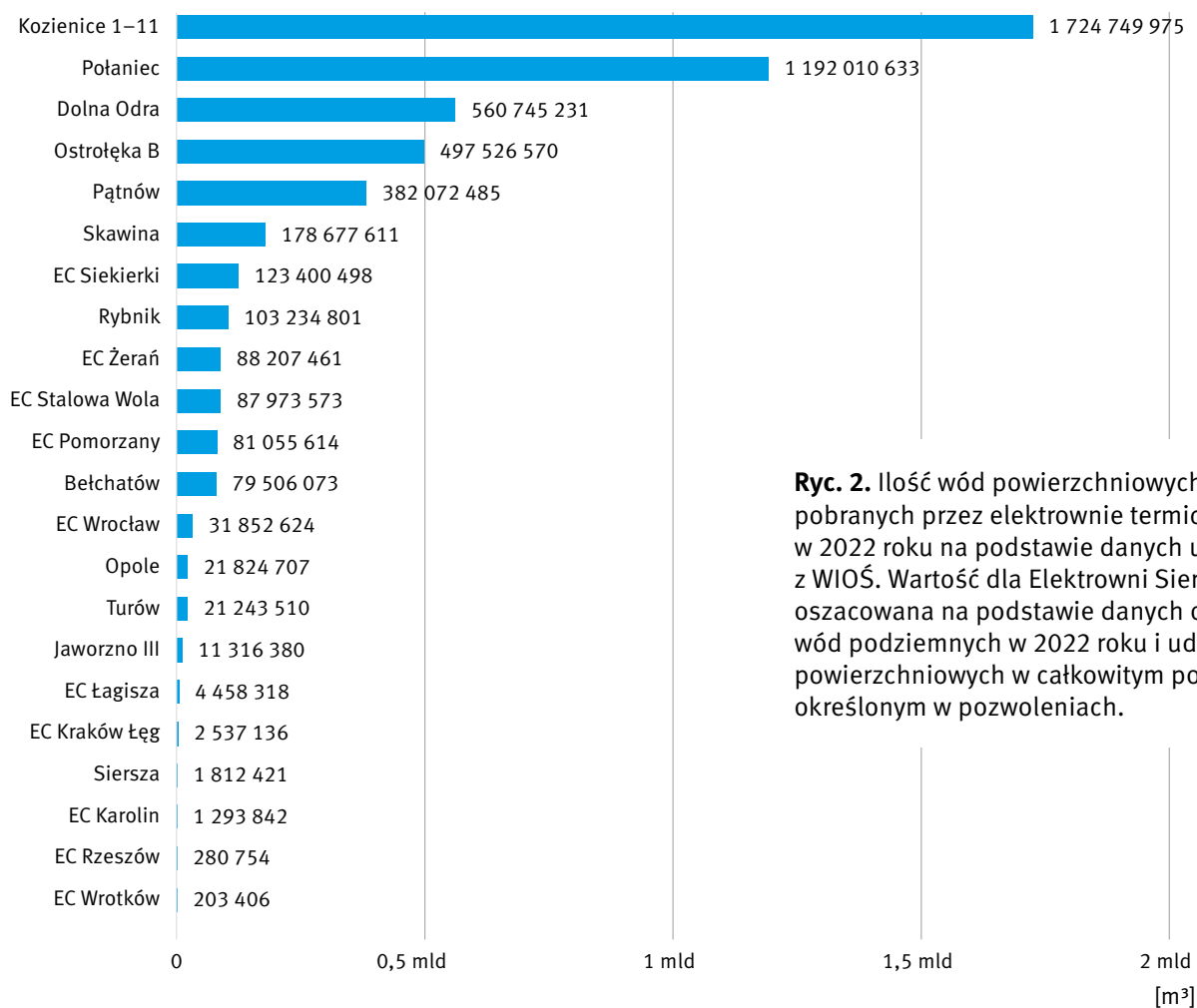
Ocenie poddano okres 2022 roku. Stres wodny zdefiniowano jako możliwość niedochowania przepływu nienaruszalnego (Q_n) w wyniku poboru wód przez elektrownię. Dla 12 elektrowni do weryfikacji częstości naruszeń Q_n użyto wartości określonych w pozwoleniach zintegrowanych, wodnoprawnych lub obliczonych we wnioskach o zmianę IPPC (przypadek Ostrołęki B). W przypadku elektrowni, dla których nie ustalono Q_n w decyzjach dokonano jego wyliczenia w sposób uproszczony bez badania rozkładu danych. W stosunku do przypadków, gdzie istniało podejrzenie przyjęcia zaniżonych wartości Q_n również dokonano ich oszacowania. Do obliczeń przepływu nienaruszalnego wykorzystano powszechnie stosowany wzór Kostrzewy (Kostrzewa 1977) zdając sobie sprawę z jego niedoskonałości i że wymaga korekty z uwagi na niestacjonarność procesów hydro-meteorologicznych. Zgodnie z nim $Q_n = k \cdot SNQ$, gdzie k jest stałym współczynnikiem, a SNQ wartością średnich niskich przepływów, którą określono na podstawie wartości niskich przepływów (NQ) dostępnych na stronie internetowej Instytutu Meteorologii i Gospodarki Wodnej – Państwowego Instytutu Badawczego (IMGW-PIB).

W pierwszym etapie obliczono Q_n dla przekrojów wodowskazowych zlokalizowanych najbliżej elektrowni, dla których dostępne były wartości NQ . W kolejnym kroku Q_n oszacowano wagowo, dla przekroju znajdującego w pobliżu ujęcia wody dla elektrowni z wykorzystaniem wielkości powierzchni zlewni jako wagi. Również wagowo określono wartości średnich dobowych przepływów odpowiadających zlewni na wysokości przekroju rzeki w okolicach ujęcia wody (powyżej lub poniżej). Powierzchnie zlewni odpowiadających poszczególnym przekrojom odczytano z Podziału hydrograficznego Polski (Czarnecka 1983) oraz Atlasu hydrologicznego Polski (Stahý 1986).

W ostatnim etapie dokonano sprawdzenia czy zebrane lub obliczone wartości Q_n mogły zostać niedochowane w wyniku poborów wód przez elektrownie. Było to możliwe dzięki uzyskanym danym dot. poborów wód udostępnionym przez WIOŚ oraz obliczonym średnim wagowym wartościom przepływów.

Wyniki

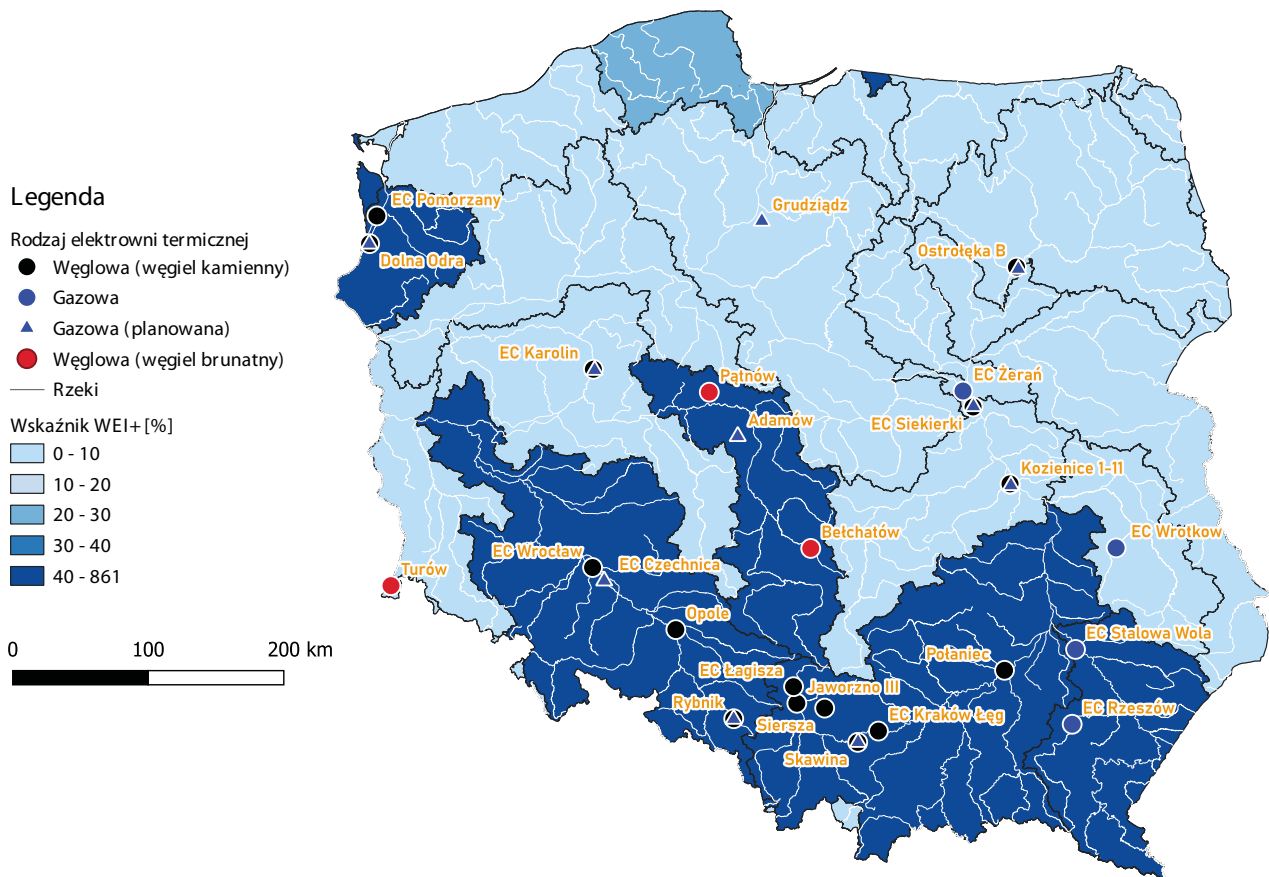




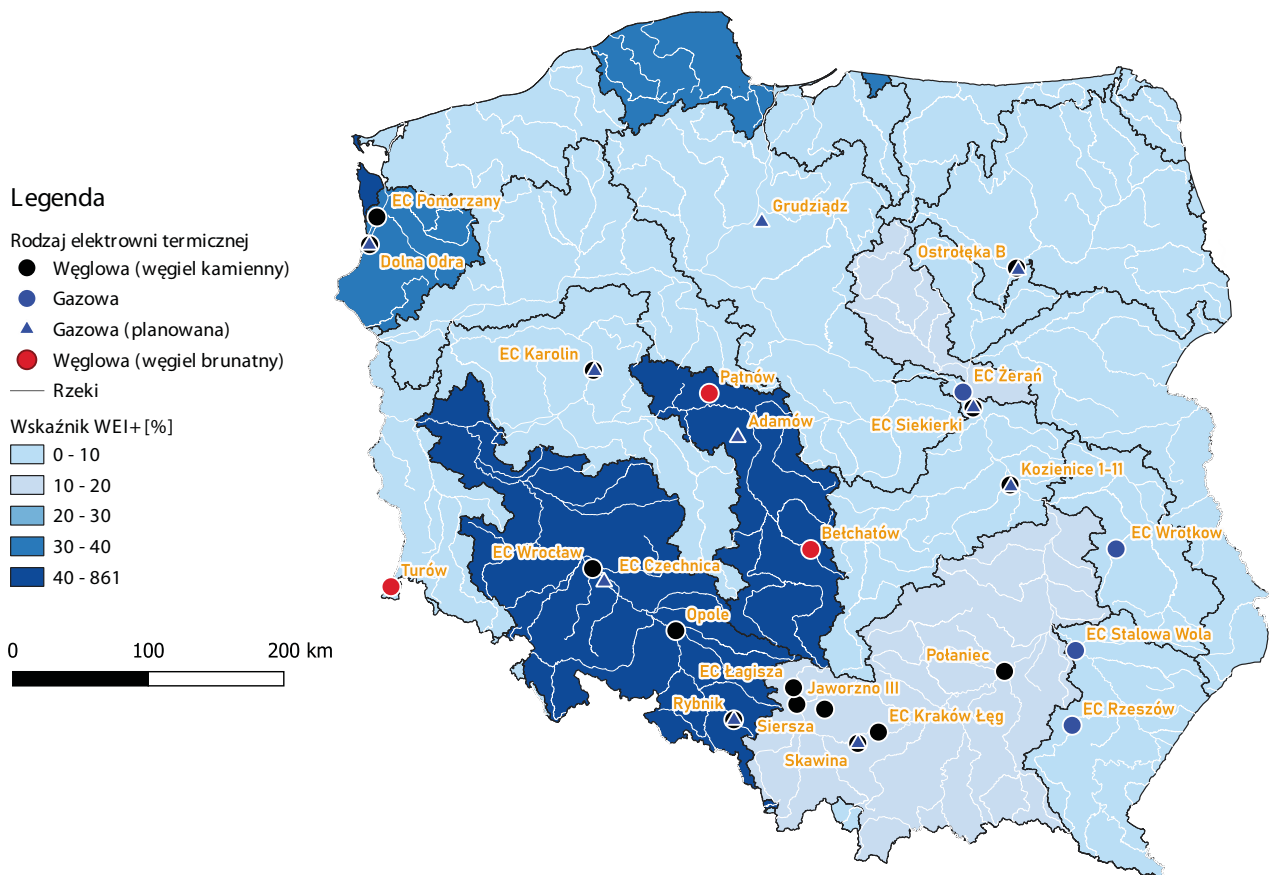
Ryc. 2. Ilość wód powierzchniowych pobranych przez elektrownie termiczne w 2022 roku na podstawie danych uzyskanych z WIOŚ. Wartość dla Elektrowni Siersza została oszacowana na podstawie danych o poborze wód podziemnych w 2022 roku i udziału wód powierzchniowych w całkowitym poborze określonym w pozwoleniach.

Identyfikacja elektrowni termicznych na obszarach niedoboru wód

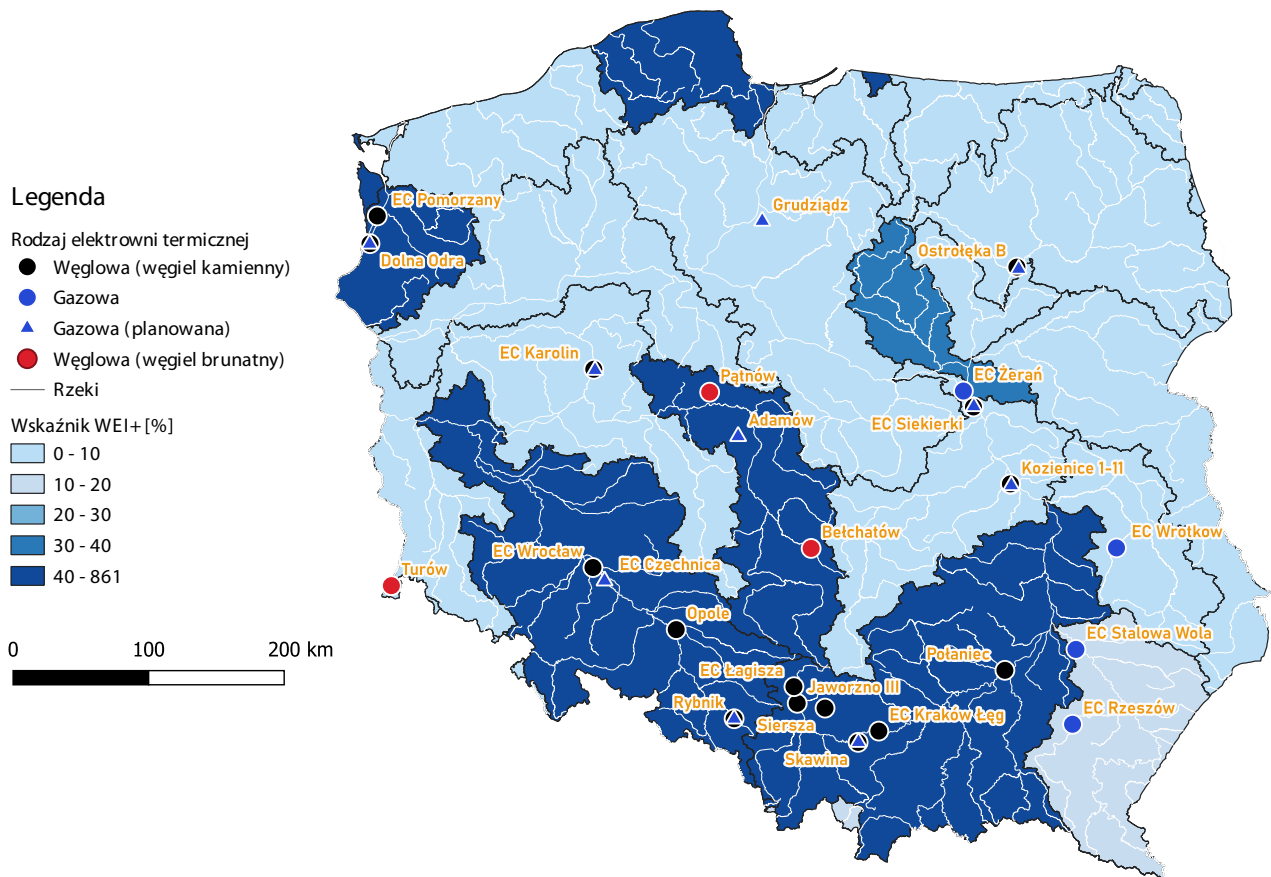
Korzystając z danych geoprzestrzennych EEA (2023b), wykonano mapy obrazujące zlewnie zagrożone niedoborem wód w kolejnych kwartałach 2019 roku, mierzonym za pomocą wskaźnika WEI+ (Water exploitation index plus). Na mapy naniesiono punkty przedstawiające rozkład przestrzenny elektrowni opalanych paliwami kopalnymi (ryc. 3–6). Wartości WEI+ powyżej 20% wskazują, że zasoby wodne są zagrożone i narażone na stres wodny w związku z czym panuje niedobór wody. Z kolei wartości powyżej 40% oznaczają, że stres jest poważny i korzystanie ze słodkiej wody jest niezrównoważone. Wielkości poborów wód powierzchniowych przez działające w 2022 roku elektrownie termiczne przedstawiono na ryc. 2. W 2022 roku trafiło do nich łącznie 5,196 mld m³ wód powierzchniowych. Stanowiło to 91,06% całości poboru wód powierzchniowych w sektorze wytwarzania i zaopatrywania w energię elektryczną, gaz, parę wodną i gorącą wodę oraz 84,02% całkowitego poboru wód przez przemysł.



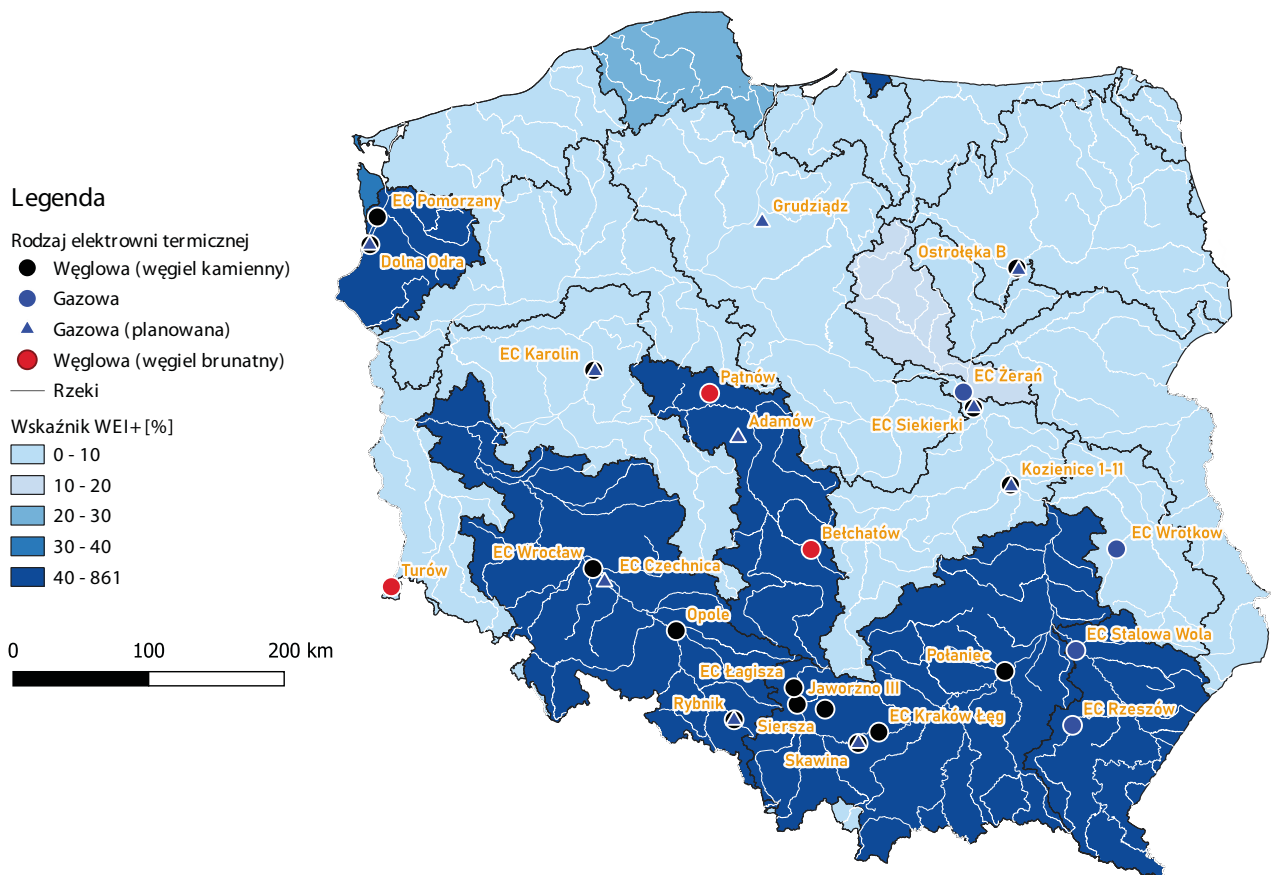
Ryc. 3. Działające oraz planowane węglowe i gazowe elektrownie termiczne zasilane wodami powierzchniowymi na tle mapy niedoborów wód w I kwartale 2019 r. Oprac. Wojciech Wawręty na podstawie danych geoprzestrzennych EEA.



Ryc. 4. Działające oraz planowane węglowe i gazowe elektrownie termiczne zasilane wodami powierzchniowymi na tle mapy niedoborów wód w II kwartale 2019 r. Oprac. Wojciech Wawręty na podstawie danych geoprzestrzennych EEA.

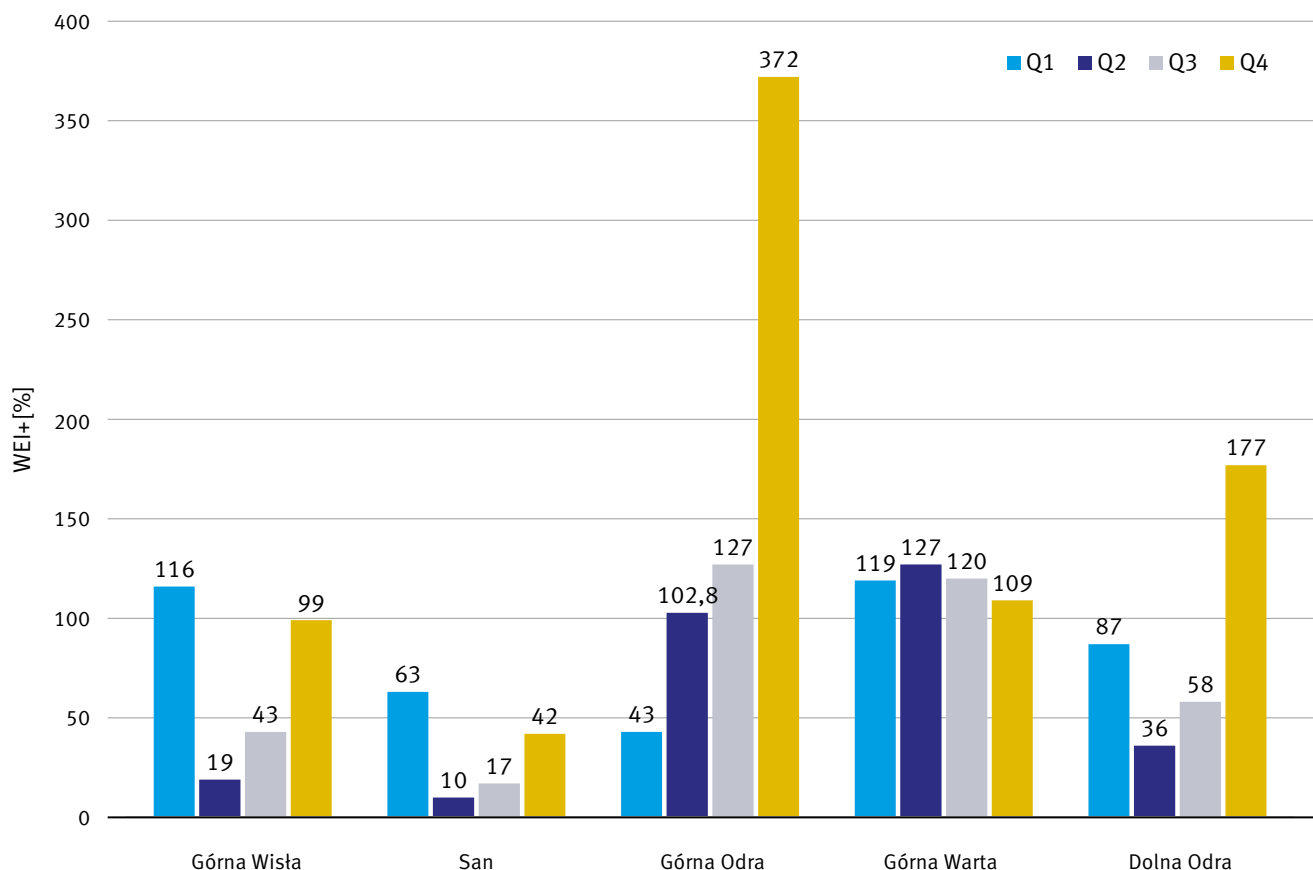


Ryc. 5. Działające oraz planowane węglowe i gazowe elektrownie termiczne zasilane wodami powierzchniowymi na tle mapy niedoborów wód w III kwartale 2019 r. Oprac. Wojciech Wawręty na podstawie danych geoprzestrzennych EEA.



Ryc. 6. Działające oraz planowane węglowe i gazowe elektrownie termiczne zasilane wodami powierzchniowymi na tle mapy niedoborów wód w IV kwartale 2019 r. Oprac. Wojciech Wawręty na podstawie danych geoprzestrzennych EEA.

Na obszarach o poważnym niedoborze wody, gdzie wskaźnik WEI+ co najmniej raz na kwartał przekracza 40%, działa łącznie 15 spośród 22 uwzględnionych elektrowni opalanych paliwami kopalnymi: 11 na węgiel kamienny, 2 na węgiel brunatny oraz 2 na gaz kopalny. Dodatkowo zlokalizowano na nich połowę spośród 10 planowanych w Polsce elektrowni gazowych z czego co najmniej 3 (Dolna Odra, Rybnik, Koziencice) mają nadal korzystać z otwartego systemu chłodzącego. Na ryc. 7 zaprezentowano wartości WEI+ odpowiadające zlewniom objętym niedoborem wód, na których znajdują się przywołane elektrownie termiczne.



Ryc. 7. Sezonowa zmienność wskaźnika WEI+ [%] w 2019 roku na obszarach zlewni zagrożonych niedoborem, na których działają bądź są planowane węglowe i gazowe elektrownie termiczne. Na podstawie danych EEA.

W zlewni Górnej Wisły znajduje się 6 elektrowni termicznych: Łagisza, Jaworzno III, Siersza, Skawina, EC Kraków Łęg i Połaniec. Przez 3 kwartały roku wskaźnik WEI+ przekroczył tu 40% co wskazuje na poważne niedobory wód prowadzące do silnego stresu wodnego. Najlepsza sytuacja miała miejsce w okresie drugiego kwartału, podczas którego wartość wskaźnika mieściła się pomiędzy 10–20% co wskazuje na brak niedoborów wód. Z kolei w zlewni Sanu pracują 2 elektrownie termiczne zasilane gazem: EC Stalowa Wola oraz EC Rzeszów. Wartość wskaźnika WEI+ na tym obszarze przekroczyła 40% podczas pierwszego i czwartego kwartału. Zdecydowanie najgorsza sytuacja dotyczy zlewni

Górnej Odry oraz Górnej Warty, gdzie pracuje łącznie 5 obiektów energetycznych: Rybnik, Opole, EC Wrocław, Bełchatów i Pątnów. Wartość WEI+ przez cały rok niezmiennie przewyższała 40% wskazując na silny stres wodny. Podobnie sytuacja wygląda w zlewni Dolnej Odry, gdzie zlokalizowana jest Elektrownia Dolna Odra oraz Elektrociepłownia Pomorzany. Tu również niedobory wód występują praktycznie przez cztery kwartały, przy czym w okresie pierwszego, trzeciego i czwartego kwartału wartość WEI+ przekracza 40%, natomiast w drugim kwartale mieści się w granicach 30–40%.

Pięć realizowanych lub planowanych elektrowni gazowych, pobierających wodę bezpośrednio ze zbiorników wód powierzchniowych jest zlokalizowana na obszarach o najwyższym wskaźniku niedoboru wód przekraczającym 40% przez co najmniej 3 kwartały. Elektrownię Skawina zaplanowano w miejscu istniejącej elektrowni węglowej w granicach zlewni Górnej Wisły, gdzie niedobory wód utrzymywały się w pierwszym, trzecim i czwartym kwartale. Podobna sytuacja wystąpiła w regionie wodnym Dolna Odra, gdzie obok bloków węglowych na terenie Elektrowni Dolna Odra budowane są nowe bloki gazowe. Wartość WEI+ nieznacznie poprawia się w drugim kwartale, jednak wciąż jest bliska 40% a obszar ten jest poddany silnemu stresowi wodnemu. Z kolei w dorzeczu Górnej Odry gdzie wartość WEI+ powyżej 40% była przekroczona przez cały rok przewidziano gazową Elektrownię Rybnik oraz Elektrociepłownię Czechnica. Podobnie sytuacja wygląda w przypadku bloku gazowo-parowego w Adamowie zaplanowanym do realizacji na obszarze zlewni Górnej Warty, nad potokiem Kiełbaska. Wody w Kiełbasce nie są w stanie zaspokoić potrzeb nowej elektrowni pomimo, że będzie ona wyposażona w zamknięty system chłodzący (Grygoruk 2023). Przy zakładanej technologii chłodzenia jej praca będzie możliwa w najlepszym razie dzięki dostarczaniu do niej dodatkowej ilości wody poprzez sztuczny kanał ze zbiornika Jeziorsko oddalonego od elektrowni o blisko 30 km, a zlokalizowanego na rzece Warcie.

Wodochłonność elektrowni gazowych i węglowych

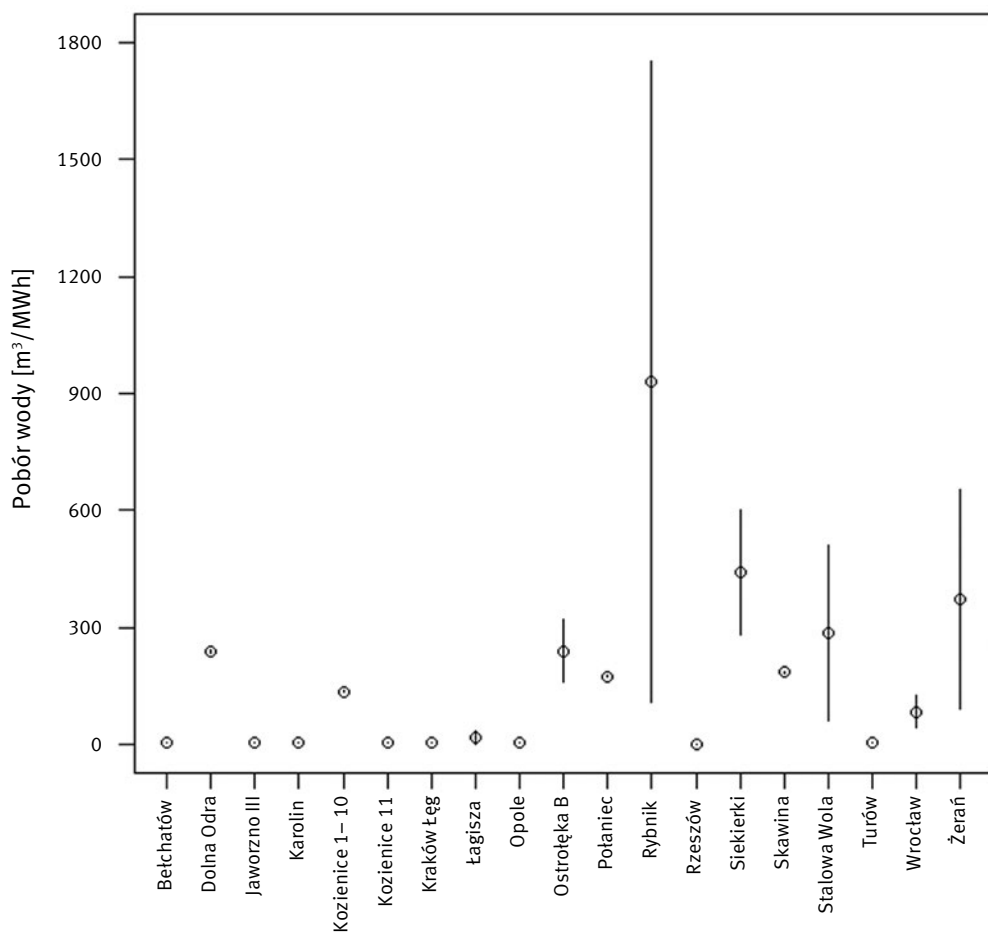
W dostępnej literaturze powszechnie stosowanym wskaźnikiem wodochłonności jest m^3/MWh . W ramach niniejszego opracowania w celu uchwycenia większej liczby danych dodatkowo obliczono średnie MWh/m^3 . Uzyskane wyniki przedstawiono w tabeli 1, a także na ryc. 8, 9 i 10. Wykresy dla wskaźnika MWh/m^3 podzielono na dwie części (ryc. 9 i 10). Pierwsza dotyczy elektrowni z otwartym lub zamkniętym systemem chłodzącym (ryc. 9), a druga obiektów energetycznych z jednoprzepływowym systemem chłodzącym, dla których stosunek MWh/m^3 jest bliski zero (ryc. 10).

Wartość wodochłonności mierzonej wskaźnikiem m^3/MWh wskazuje, że do pięciu najbardziej wodochłonnych elektrowni termoelektrycznych należą kolejno Rybnik, Siekierki, Żerań, Stalowa Wola oraz Ostrołęka B. Żerań i Stalowa Wola to elektrociepłownie opalane gazem kopalnym, pozostałe węglem kamiennym. Dla tej grupy elektrowni wartości wodochłonności wynoszą kolejno $929,03 \pm 8593,24 \text{ m}^3/\text{MWh}$, $440,03 \pm 1871,91 \text{ m}^3/\text{MWh}$, $371,37 \pm 2603,39 \text{ m}^3/\text{MWh}$, $284,67 \pm 2413,25 \text{ m}^3/\text{MWh}$ oraz $239,31 \pm 1116,96 \text{ m}^3/\text{MWh}$.

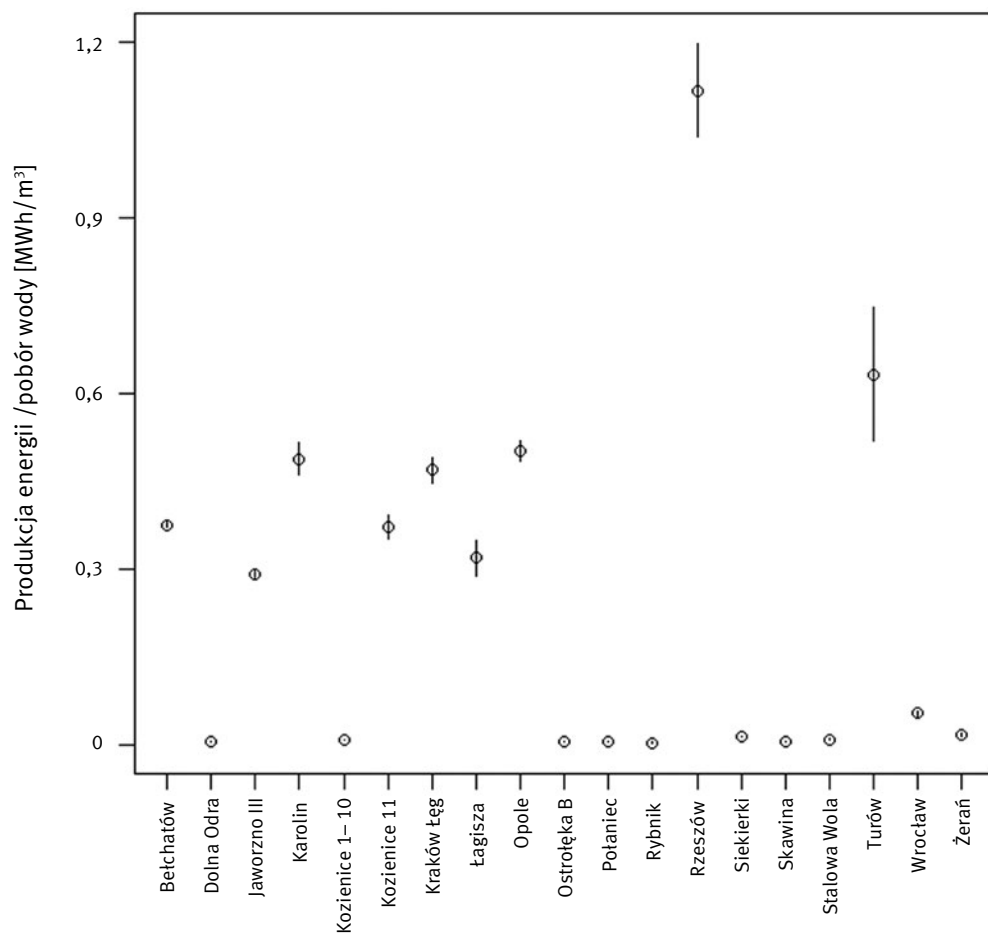
Pod względem wskaźnika MWh/m^3 , pięć najbardziej wodochłonnych jednostek to Rybnik, Dolna Odra, Skawina, Połaniec i Ostrołęka B, dla których wynosi on odpowiednio: $0,0039 \pm 0,0041 \text{ MWh}/\text{m}^3$, $0,0044 \pm 0,002 \text{ MWh}/\text{m}^3$, $0,0057 \pm 0,0022 \text{ MWh}/\text{m}^3$, $0,0059 \pm 0,0009 \text{ MWh}/\text{m}^3$ oraz $0,0059 \pm 0,0028 \text{ MWh}/\text{m}^3$. Elektrownie gazowe Stalowa Wola oraz Żerań znajdują się na pozycji 7 i 9 z wartościami $0,0098 \pm 0,0093 \text{ MWh}/\text{m}^3$ oraz $0,0165 \pm 0,0237 \text{ MWh}/\text{m}^3$. Wyniki te potwierdzają, że grupą charakteryzującą się największą wodochłonnością są elektrownie jednoprzepływowe.

Tab. 1. Średnie i odchylenia standardowe wodochłonności poszczególnych konwencjonalnych elektrowni termicznych wyrażone w MWh/m^3 oraz m^3/MWh . Oznaczenia: WK- węgiel kamienny, WB-węgiel brunatny, G – gaz kopalny, SO – otwarty system chłodzenia, SZ – zamknięty system chłodzenia.

Elektrownia	Produkcja energii / pobór wody [MWh/m^3]		Pobór wody / produkcja energii [m^3/MWh]	
	Średnia	S.D.	średnia	S.D.
Bełchatów (WB, SZ)	0,3751	0,0643	2,74	0,45
Dolna Odra (WK, SO)	0,0044	0,002	236,75	47,7
Jaworzno III (WK, SZ)	0,2919	0,1262	3,98	2,2
Karolin (WK, SZ)	0,4879	0,3847	2,98	7,40
Kozienice 1–10 (WK, SO)	0,0079	0,0021	134,53	30,51
Kozienice 11 (WK, SZ)	0,3707	0,2786	3,79	19,57
Kraków Łęg (WK, SZ)	0,4691	0,2978	2,82	1,45
Łagisza (WK, SZ)	0,3192	0,4267	16,76	176,37
Opole (WK, SZ)	0,5014	0,2227	2,09	0,4
Ostrołęka B (WK, SO)	0,0059	0,0028	239,31	1116,96
Połaniec (WK, SO)	0,0059	9,00E-04	174,82	27,67
Rybnik (WK, SO)	0,0039	0,0041	929,03	8593,24
Rzeszów (G, SZ)	1,1165	0,9986	0,76	1,77
Siekierki (WK, SO)	0,0143	0,01	440,03	1871,91
Skawina (WK, SO)	0,0057	0,0022	185,52	39,4
Stalowa Wola (G, SO)	0,0098	0,0093	284,67	2413,25
Turów (WB, SZ)	0,6322	1,5538	2,08	1,13
Wrocław (WK, SO)	0,0538	0,061	83,68	498,46
Żerań (G, SO)	0,0165	0,0237	371,37	2603,39

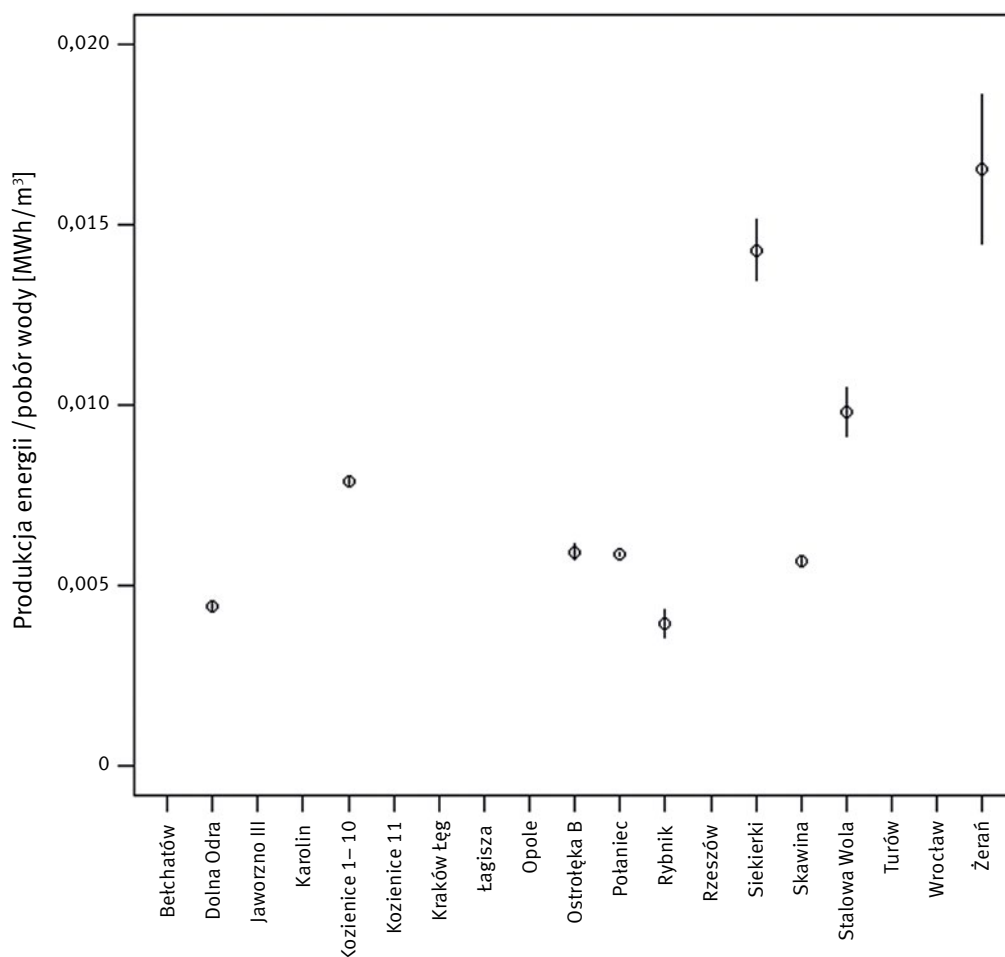


Ryc. 8. Wartość wodochłonności elektrowni termicznych wyrażonej w m^3/MWh .



Ryc. 9. Wartość wodochłonności elektrowni termicznych wyrażonej w MWh/m^3 .

Ryc. 10. Wartość wodochłonności elektrowni termicznych z otwartym systemem chłodzenia wyrażonej w MWh/m³.

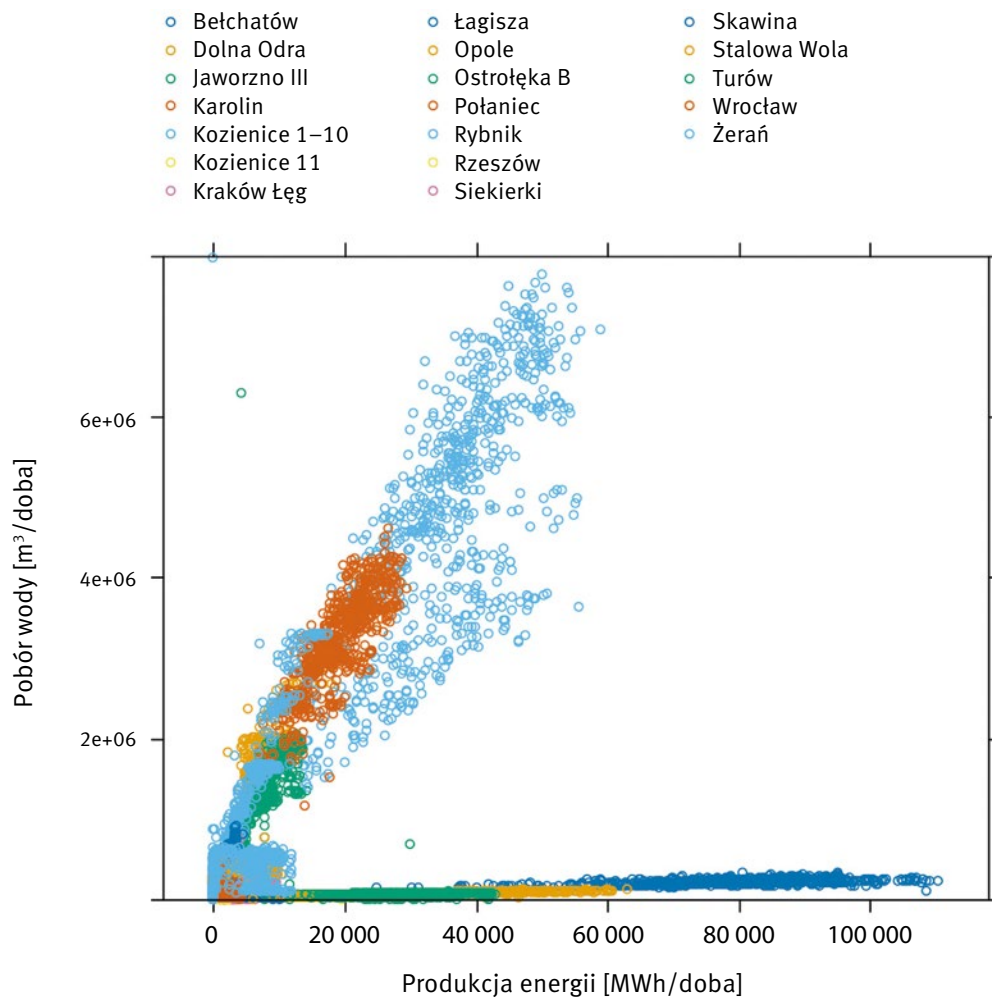


Stosunek produkcja energii / pobór wody – test Kruskala-Wallis: $\chi^2 = 6731,9$; $P \ll 0,001$

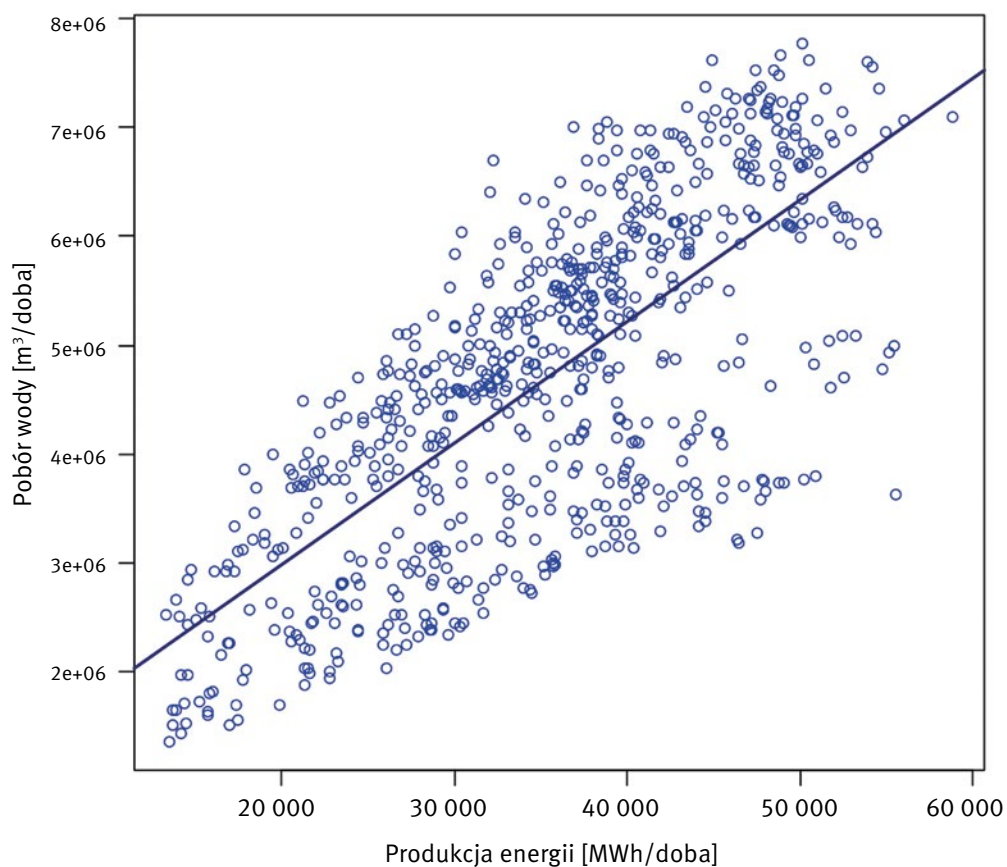
Stosunek pobór wody / produkcja energii – test Kruskala-Wallis: $\chi^2 = 9779,2$; $P \ll 0,001$

Na ryc. 11 przedstawiono zależność między ilością wytwarzanej energii elektrycznej przez elektrownie termiczne a poborem wody. Na wykresie wyróżniają się dwie grupy elektrowni – najbardziej wodochłonne elektrownie z otwartym systemem chłodzenia (lewa strona wykresu) oraz oszczędzające wodę elektrownie recyrkulacyjne.

Między produkcją energii elektrycznej a poborem wody istnieje zależność o charakterze zbliżonym do liniowego (przykład ryc. 12), dlatego w dalszej analizie wodochłonności wykorzystano prosty model liniowy ($Q = a + b \cdot \text{MWh}$). Szacunkową wartość współczynnika regresji „b” można zinterpretować jako ilość wody pobranej na produkcję każdej kolejnej 1 MWh energii elektrycznej. Wyraz wolny „a” informuje jaka jest obliczeniowa (a więc teoretyczna – wynikająca z regresji) wielkość poboru wody, gdy energia elektryczna nie jest produkowana (wynosi zero). Szacowane wartości parametrów modelu liniowego wraz z oceną ich istotności przedstawiono w tab. 2. Wartości parametrów wyróżnionych (pogrubionych) w tab. 2 istotnie różnią się od zera (test t-Studenta; $P < 0,05$).



Ryc. 11. Zależność między ilością wytwarzanej energii elektrycznej przez elektrownie termiczne a poborem wody.



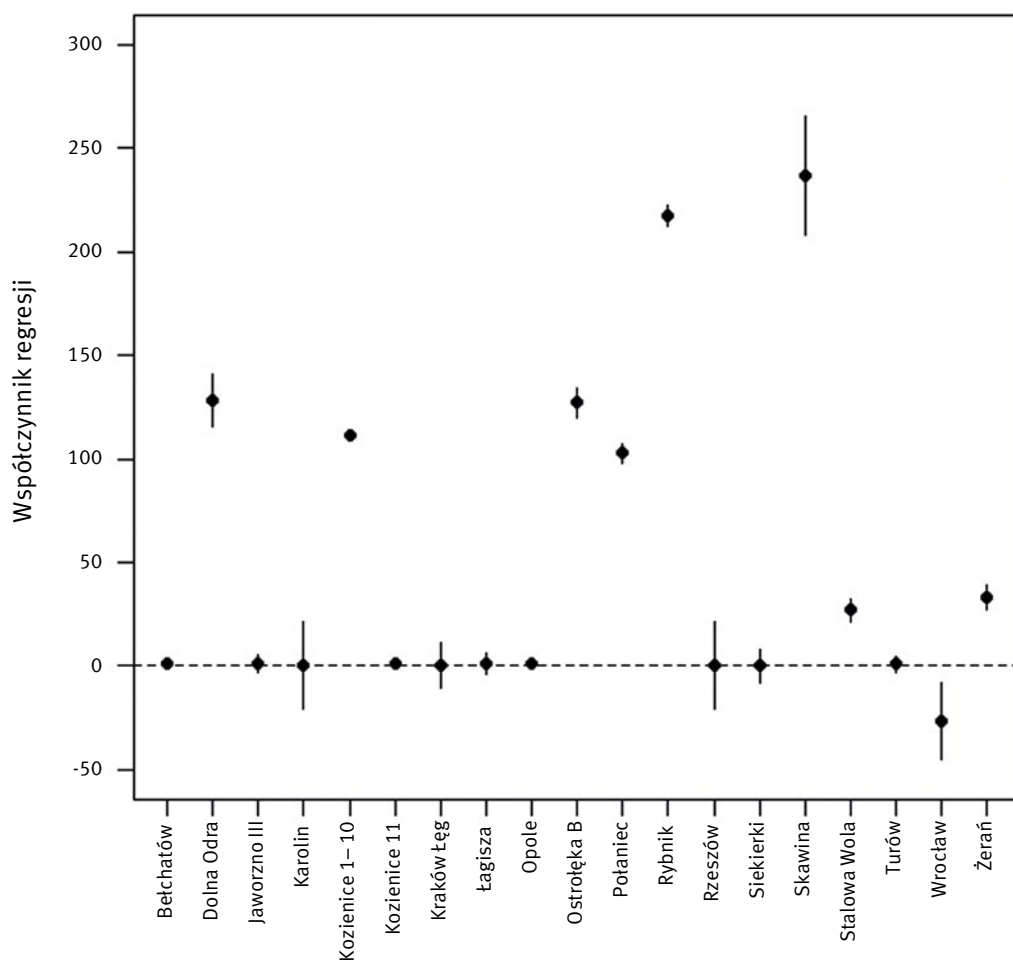
Ryc. 12. Zależność między ilością energii elektrycznej wytwarzanej przez Elektrownię Kozienice a poborem wody.

Tab. 2. Dane liczbowe dla poszczególnych elektrowni termicznych uzyskane z modelu liniowego. Oznaczenia: WK- węgiel kamienny, WK-węgiel brunatny, G – gaz kopalny, SO – otwarty system chłodzenia, SZ – zamknięty system chłodzenia.

Elektrownia	Wyraz wolny				Współczynnik regresji			
	Szacunek	S.E.	Test t	P	Szacunek	S.E.	Test t	P
Bełchatów (WB, SZ)	99 059,4	66 400,0	1,492	0,136	1,44	0,83	1,735	0,083
Dolna Odra (WK, SO)	684 412,6	45 322,7	15,101	< 0,001	128,14	6,58	19,480	< 0,001
Jaworzno III (WK, SZ)	17 237,1	25 045,7	0,688	0,491	1,58	2,24	0,704	0,481
Karolin (WK, SZ)	2919,0	22 604,1	0,129	0,897	0,594	10,66	0,056	0,956
Kozienice 1–10 (WK, SO)	753 339,3	42 078,5	17,903	< 0,001	111,44	1,15	97,173	< 0,001
Kozienice 11 (WK, SZ)	13 552,0	21 705,8	0,624	0,532	1,33	1,42	0,939	0,348
Kraków Łęg (WK, SZ)	6 546,2	22 811,8	0,287	0,774	0,25	5,61	0,044	0,965
Łagisza (WK, SZ)	9 441,9	17 318,5	0,545	0,586	0,88	2,64	0,331	0,740
Opole (WK, SZ)	15 115,5	32 899,4	0,459	0,646	1,55	0,97	1,587	0,113
Ostrołęka B (WK, SO)	333 074,4	29 471,1	11,302	< 0,001	127,12	3,72	34,170	< 0,001
Połaniec (WK, SO)	1254 722,4	44 884,5	27,954	< 0,001	102,63	2,32	44,326	< 0,001
Rybnik (WK, SO)	91732,5	14 793,2	6,201	< 0,001	217,57	2,75	79,169	< 0,001
Rzeszów (G, SZ)	573,8	15 809,2	0,036	0,971	0,28	11,09	0,025	0,980
Siekierki (WK, SO)	363 847,2	24 233,1	15,014	< 0,001	0,21	4,15	0,050	0,960
Skawina (WK, SO)	-122 123,5	38 395,5	-3,181	0,002	236,98	14,95	15,855	< 0,001
Stalowa Wola (GK, SO)	204 305,0	16 366,9	12,483	< 0,001	26,96	3,06	8,805	< 0,001
Turów (WB, SZ)	33 954,2	56 513,7	0,601	0,548	0,85	1,91	0,443	0,658
Wrocław (WK, SO)	126 445,5	20 029,5	6,313	< 0,001	-26,56	9,86	-2,693	0,007
Żerań (G, SO)	120 380,8	14 289,4	8,424	< 0,001	33,06	3,09	10,684	< 0,001

Graficzną wizualizację powyższych danych przedstawiono na ryc. 13 i 14. Dla elektrowni z zamkniętym systemem chłodzącym (Bełchatów, Jaworzno III, Karolin, Kozienice 11, Łęg, Łagisza, Opole, Rzeszów, Siekierki i Turów) wartość współczynnika regresji „b” nie różni się istotnie od zera (ryc. 13, tab. 2). Oznacza to, że w tych elektrowniach wzrostowi produkcji o 1 MWh nie towarzyszy istotny wzrost poboru wody.

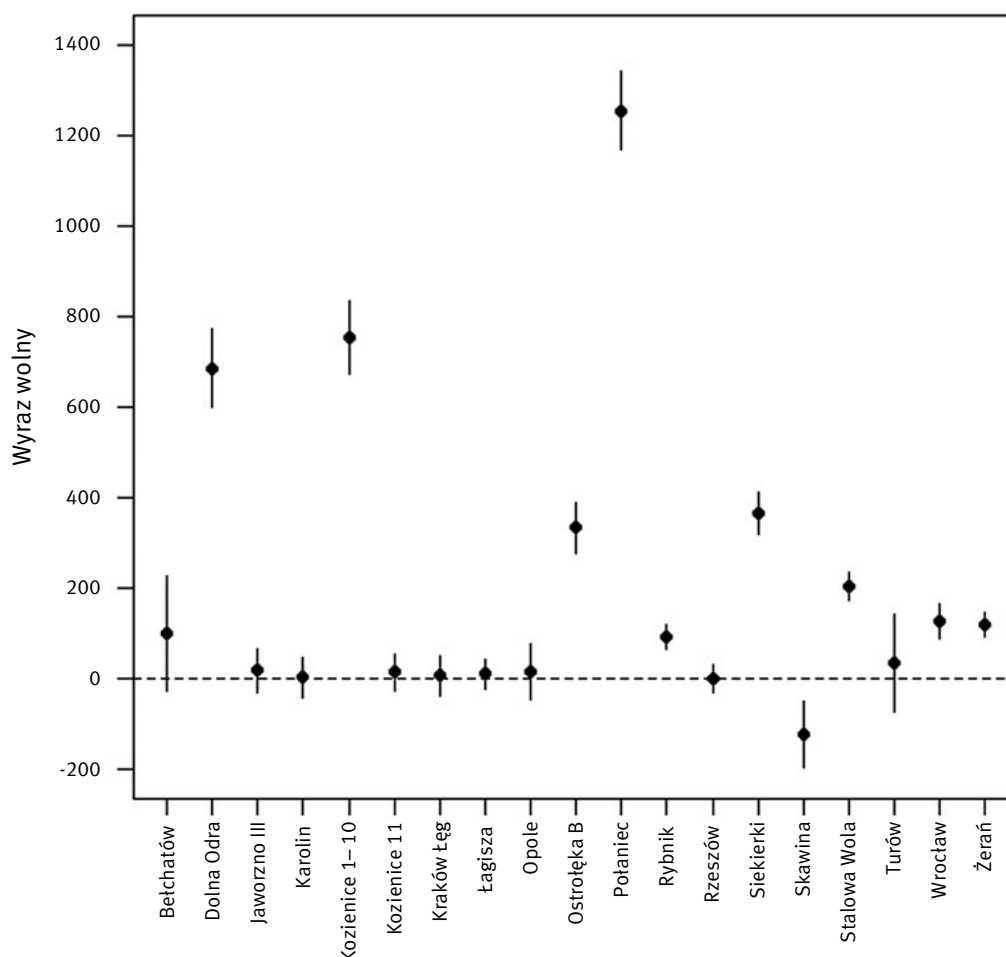
W przypadku elektrowni z otwartym systemem chłodzącym wzrostowi produkcji energii towarzyszy istotny wzrost poboru wody. Najgorzej wypadają wśród nich jednostki węglowe. Wzrost produkcji energii elektrycznej o 1 MWh przez Elektrownię Skawina jest średnio okupiony kosztem dodatkowych 237 m³ wody. Porównywalnie wypada Elektrownia Rybnik z wartością 218 m³ pobranej wody na każdą wyprodukowaną 1 MWh. Blisko o połowę mniejsze przyrosty zapotrzebowania na wodę mają miejsce w elektrowniach Dolna Odra, Ostrołęka B, Kozienice 1–10 i Połaniec. Różnice między elektrowniami węglowymi a gazowymi osiągają ok. 60–90%.



Ryc. 13. Wartości współczynnika regresji „b” mówiące o ile m³ wzrośnie pobór wody przy produkcji energii zwiększonej o każdą kolejną wytworzoną 1 MWh.

Do jednostek energetycznych pobierających największą ilość wody przy zerowej produkcji energii elektrycznej należą elektrownie z otwartym systemem chłodzenia (ryc. 14). Rekordzistą jest Elektrownia Połaniec, która w tym czasie pobiera 1,25 mln m³ wody/dobę. Praktycznie bez przerwy przez systemy chłodzące przechodzi ok. 15 m³/s niezależnie od tego, czy energia elektryczna jest produkowana czy nie. Jest to wartość istotnie większa niż w przypadku pozostałych elektrowni. Kolejnymi elektrowniami pobierającymi znaczne ilości wody są Kozienice (bloki 1–10) z 0,753 mln m³/dobę oraz Dolna Odra z 0,684 mln m³/dobę. Dalej sytuują się Siekierki, Ostrołęka B, Stalowa Wola, Wrocław, Żerań i Rybnik.

Porównanie wartości dla elektrowni gazowych wykazało, że pobory wód przez Stalową Wolę istotnie różnią się od zapotrzebowania na wodę przez Żerań. Pierwsza z nich pomimo braku produkcji energii elektrycznej pobiera 0,204 mln m³ wód na dobę, natomiast druga 0,120 m³/dobę. Z kolei Bełchatów, Jaworzno III, Kozienice 11, Łęg, Łągisza, Opole, Rzeszów i Turów (marginalnie Skawina) nie pobierają wody, gdy nie produkują energii elektrycznej (wyraz wolny nie różni się istotnie od zera).



Ryc. 14. Wartości wyrazu wolnego „a” informujące jaka obliczeniowo jest wielkość poboru wody podczas braku produkcji energii elektrycznej.

Wstępna analiza oszacowania stresu wodnego wywołanego działalnością elektrowni termicznych

Przed przystąpieniem do zasadniczej analizy przygotowano zestawienie przedstawiające, które spośród krajowych elektrowni termicznych mają w swoich pozwoleniach zintegrowanych lub wodnoprawnych ustalone przepływy nienaruszalne (Q_n , przepływy biologiczne). Wyniki umieszczono w tabeli 3.

Wartości Q_n z poszczególnych pozwoleń przedstawiono w tabeli 4. Równocześnie w przypadku elektrowni, dla których w pozwoleniu nie zostały ustalone przepływy nienaruszalne lub istniały wątpliwości odnośnie przyjętej wartości dokonano dodatkowych obliczeń potencjalnych przepływów biologicznych, a uzyskane wyniki zamieszczono w nawiasach. Nie dokonywano obliczeń dla Dolnej Odry oraz Wrotkowa z uwagi na brak wystarczających danych.

Tab. 3. Zestawienie elektrowni pod kątem zapisów o przepływie nienaruszalnym (Qn).

Nazwa elektrowni	Nazwa rzeki z głównym ujęciem wód	Czy w pozwoleniu zintegrowanym lub wodnoprawnym ustalono przepływ nienaruszalny (Qn)?
Kozienice bloki 1–10 oraz 11	Wisła	Nie
Połaniec	Wisła	Tak
Rybnik	Ruda	Tak
Dolna Odra	Odra	Nie
Ostrołęka B	Narew	Nie
Skawina	Wisła	Nie
Siekierki	Wisła	Tak
Wrocław	Odra	Nie
Stalowa Wola	San	Tak
Żerań	Wisła	Tak
Bełchatów	Widawa	Tak
Turów	Witka	Tak
Opole	Mała Panew	Tak
Jaworzno III	Biała Przemsza	Tak
Karolin	Warta	Nie
Łągisza	Przemsza (Czarna Przemsza)	Tak
Rzeszów	Wisłok	Tak
Kraków Łęg	Wisła	Nie
Siersza	Kozi Bród	Tak
Wrotków	Bystrzyca	Nie

Znajomość wartości przepływów nienaruszalnych w zestawieniu z ilością pobieranych wód przez elektrownie pozwoliła na sprawdzenie w ciągu ilu dni 2022 roku mogło dojść do niezachowania tego przepływu. Dla obiektów posiadających wyznaczony przepływ nienaruszalny analizę ograniczono wyłącznie do wartości wskazanych w decyzji. Nie udało się jej dokonać dla Elektrowni Siersza z uwagi na brak informacji o przepływach poniżej zbiornika na Kozim Brodzie, a także o dobowych wielkościach poboru wód powierzchniowych. Dla obiektów nieposiadających wyznaczonego w pozwoleniu przepływu nienaruszalnego analizowano przekroczenie potencjalnego przepływu nienaruszalnego (tj. przepływu, który zgodnie z zasadami powinien być wskazany w pozwoleniu jako przepływ nienaruszalny).

Tab. 4. Zestawienie wartości Qn podanych w oficjalnych dokumentach administracji publicznej lub oszacowanych na potrzeby opracowania. Wartości obliczone i odpowiadające im zlewnie podano w nawiasach.

Nazwa elektrowni	Powierzchnia zlewni [km ²]	Nazwa rzeki	Qn [m ³ /s]
Kozienice 1–11 (SO, SZ)	(68981,9)	Wisła	(88,7)
Połaniec (SO)	–	Wisła	46,6 ¹
Rybnik (SO)	–	Ruda	1,26 ²
Ostrołęka B (SO)	21744,3	Narew	21,6 ³
Skawina (SO)	(7146,5)	Wisła	(14,2)
Siekierki (SO)	–	Wisła	114 ⁴
Stalowa Wola (SO)	–	San	24,6 ⁵
Żerań (SO)	–	Wisła	114 ⁶
Bełchatów (SZ)	(346,4)	Widawa	0,40 ⁷ (1,53)
Turów (SZ)	(274)	Witka	0,15 ⁸ (0,42)
Opole (SZ)	–	Mała Panew	1 i 1,5 ⁹
Jaworzno III (SZ)	(748,5)	Biała Przemsza	3,56 ¹⁰ (4,96)
Karolin (SZ)	(26155,9)	Warta	(19,8)
Łągisza (SZ)	(415,9)	Przemsza (Czarna Przemsza)	0,2 ¹¹ (0,65)
Rzeszów (SZ)	–	Wisłok	2,1 i 2,3 ¹²
Kraków Łęg (SZ)	(8109,2)	Wisła	(16,5)
Siersza (SZ)	–	Kozi Bród	0,005 ¹³

¹ Pozwolenie wodnoprawne z dnia 28.12.2006, znak: ŚR.II.6811–66/06.

² Decyzja wodnoprawna z dnia 3.11.2008, Nr 2911/OS/2008.

³ Wniosek z 8.02.2019 r w sprawie zmiany PZ zakończony decyzją Marszałka Województwa Mazowieckiego nr 79/20/PZ.Z z dn. 15.09.2020 r. znak: PZ-OP-II.7222.65.2019.KS.

⁴ Pozwolenie wodnoprawne Nr 24/22/PZ.Z z dnia 22.02.2022.

⁵ Pozwolenie zintegrowane nr OS-I.7222.19.14.2021.MH z dn. 14/02/2022.

⁶ Pozwolenie wodnoprawne z dnia 21.02.2022 r Nr 22/22/PZ.Z.

⁷ Pozwolenie wodnoprawne nr RŚVI.7322.1.58.2017.AP z dn. 1.12.2017. Zdaniem autorów ustalona wartość Qn może być zaniżona o ok. 70% i wymaga aktualizacji.

⁸ Pozwolenie wodnoprawne z dnia 29.08.2014, DOW-S-VI.7322.21.2014.MKr L.dz. 3352/08/2014. Zdaniem autorów ustalona wartość Qn może być zaniżona o ok. 60% i wymaga aktualizacji.

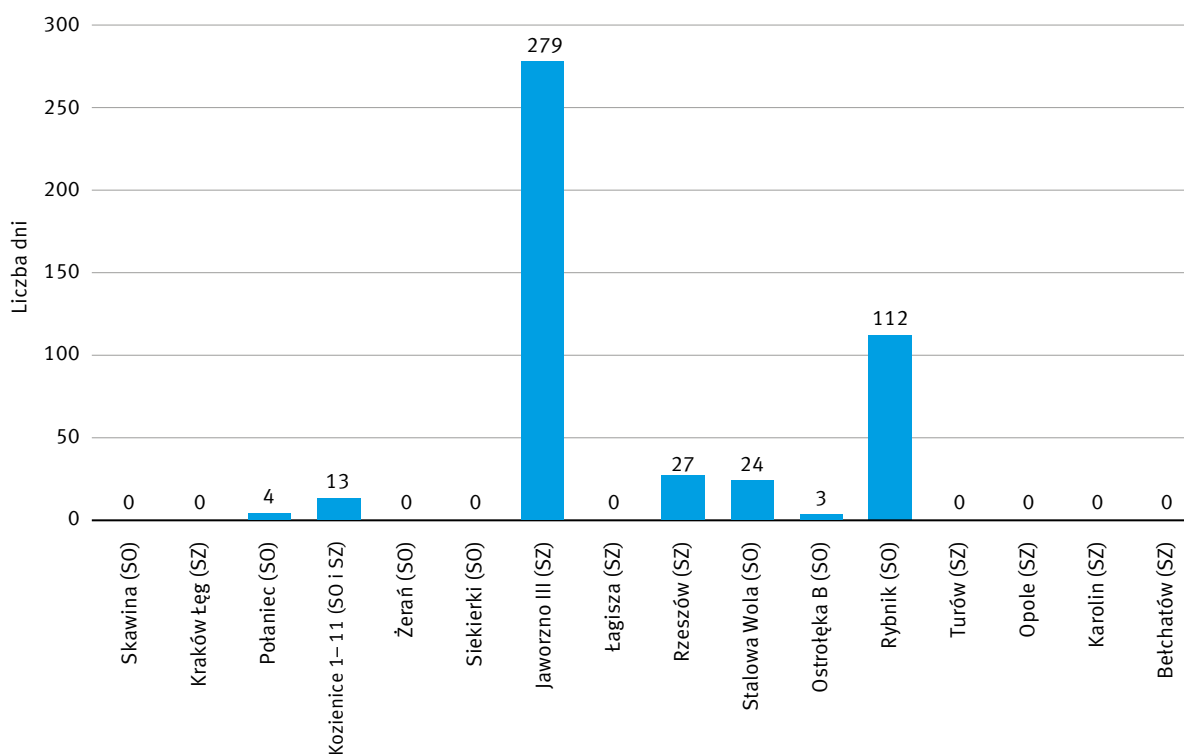
⁹ Pozwolenie zintegrowane nr ŚR.III-MJ-6610–1–1/04 z dnia 25.07.2005.

¹⁰ Pozwolenie wodnoprawne Nr 211/OS/2013, z dnia 23.01.2013. Zdaniem autorów ustalona wartość Qn może być zaniżona o ok. 30% i wymaga aktualizacji.

¹¹ Decyzja wodnoprawna z dnia 30.01.2015 Nr 143/OS/2015. Zdaniem autorów ustalona wartość Qn może być zaniżona o ok. 70% i wymaga aktualizacji.

¹² Pozwolenie wodnoprawne z dnia 10.12.2013, znak: OS-II.7322.154.2013.PC.

¹³ W pozwoleniu zintegrowanym w 2006 roku przyjęto Qn wynoszące 0,036 m³/s. Podczas jego zmiany dokonanej w 2015 roku, znak SR-II.7222.2.13.2015, wartość tę obniżono do poziomu 0,005 m³/s.



Ryc. 15. Częstość naruszeń przepływu nienaruszalnego (lub potencjalnego przepływu nienaruszalnego) przez elektrownie termiczne w 2022 roku.

Aż 7 z 16 ostatecznie analizowanych elektrowni w 2022 roku naruszyło przepływ nienaruszalny (lub potencjalny przepływ nienaruszalny) co najmniej w ciągu 3 dni (ryc. 15). Spośród obiektów z recyrkulacyjnym systemem chłodzenia na pierwszym miejscu znalazła się zasilana wodami z Białej Przemszy Elektrownia Jaworzno III, dla której warunki pozwolenia w zakresie przepływu nienaruszalnego nie były dochowane przez 279 dni. Na drugiej pozycji uplasowała się EC Rzeszów zlokalizowana nad Wisłokiem. Warunki pozwolenia w zakresie przepływu biologicznego naruszono przez 27 dni. Nie potwierdzono natomiast braku zachowania przepływów nienaruszalnych w odniesieniu do pozostałych elektrowni z zamkniętym systemem chłodzenia. Jednakże istnieją przesłanki wskazujące, że m.in. w przypadku Turowa ustalona w pozwoleniu wodnoprawnym wartość przepływu nienaruszalnego jest istotnie zaniżona. Zapewne było to związane z faktem, że w momencie kiedy Elektrownia Turów uzyskała pozwolenie w 2014 roku osłona hydrologiczna działała dopiero 3,5 roku. To uniemożliwiło wykorzystanie w obliczeniach reprezentatywnego ciągu obserwacji hydrologicznych.

Spośród elektrowni z jednoprzepływowymi systemami chłodzenia największą liczbę dni – aż 112 – z naruszeniem przepływu biologicznego stwierdzono dla Elektrowni Rybnik zlokalizowanej nad zbiornikiem zaporowym na rzece Ruda. Na drugim miejscu znalazła się gazowa Elektrociepłownia Stalowa Wola zlokalizowana nad Sanem. W jej przypadku w 2022 roku warunki pozwolenia dotyczące przepływu nienaruszalnego nie zostały dotrzymane przez 24 dni. Trzecią pozycję zajęła

zlokalizowana nad Wisłą Elektrownia Kozienice (bloki 1–11), która mogła nie zachować potencjalnego przepływu biologicznego przez 13 dni. W przypadku Połańca doszło do jego naruszenia przez okres 4 dni. Ostatnią elektrownią, której działalność doprowadziła do niedochowania potencjalnego przepływu biologicznego jest Ostrołęka B nad Narwią, która naruszyła go w ciągu 3 dni.

Podsumowanie i wnioski



1. Na obszarach o poważnym niedoborze wody, gdzie wskaźnik wykorzystania wody WEI+ co najmniej raz na kwartał przekracza 40%, działa łącznie 15 spośród 22 uwzględnionych w analizie elektrowni opalanych paliwami kopalnymi: 11 węglem kamiennym, 2 węglem brunatnym oraz 2 gazem kopalnym. Wśród nich 8 to jednostki z otwartym systemem chłodzącym, a pozostałe 7 z zamkniętym. Na tych obszarach przewidziano ponadto budowę połowy spośród 10 planowanych w Polsce elektrowni gazowych.
2. Rozpatrując wodochłonność elektrowni termicznych wyrażoną jako stosunek ilości pobranej wody do ilości wyprodukowanej energii najbardziej wodochłonnymi jednostkami energetycznymi w kraju są obiekty z otwartym system chłodzącym. Wartość wodochłonności mierzonej wskaźnikiem m^3/MWh wskazuje, że do pięciu najbardziej wodochłonnych elektrowni termoelektrycznych należą kolejno Rybnik, Siekierki, Żerań, Stalowa Wola oraz Ostrołęka B. Wartość wodochłonności wynosi dla nich odpowiednio $929,03 \pm 8593,24 \text{ m}^3/\text{MWh}$, $440,03 \pm 1871,91 \text{ m}^3/\text{MWh}$, $371,37 \pm 2603,39 \text{ m}^3/\text{MWh}$, $284,67 \pm 2413,25 \text{ m}^3/\text{MWh}$ oraz $239,31 \pm 1116,96 \text{ m}^3/\text{MWh}$. Żerań i Stalowa Wola to jednostki opalane gazem kopalnym, natomiast pozostałe elektrownie wykorzystują węgiel kamienny.
3. Rozpatrując wodochłonność elektrowni cieplnych wyrażoną jako stosunek ilości wyprodukowanej energii do ilości pobranej wody najbardziej wodochłonnymi obiektami energetycznymi w kraju są elektrownie węglowe z otwartym system chłodzącym. Pięć najbardziej wodochłonnych jednostek to elektrownie Rybnik, Dolna Odra, Skawina, Połaniec i Ostrołęka B, z wartościami odpowiednio: $0,0039 \pm 0,0041 \text{ MWh}/\text{m}^3$, $0,0044 \pm 0,002 \text{ MWh}/\text{m}^3$, $0,0057 \pm 0,0022 \text{ MWh}/\text{m}^3$, $0,0059 \pm 0,0009 \text{ MWh}/\text{m}^3$ oraz $0,0059 \pm 0,0028 \text{ MWh}/\text{m}^3$. Największe gazowe elektrownie Stalowa Wola oraz Żerań znajdują się odpowiednio na 7 i 9 pozycji z wartościami $0,0098 \pm 0,0093 \text{ MWh}/\text{m}^3$ oraz $0,0165 \pm 0,0237 \text{ MWh}/\text{m}^3$.
4. Mierząc wodochłonność elektrowni termicznych wielkością przyrostu ilości pobranej wody na każdą wyprodukowaną 1 MWh na pierwszym miejscu znalazła się Elektrownia Skawina, dla której wzrost produkcji energii elektrycznej o 1 MWh jest okupiony

średnio kosztem dodatkowych 237 m³ wody. Porównywalnie wypada Elektrownia Rybnik z wartością 218 m³ pobranej wody na każdą wyprodukowaną 1 MWh. Blisko połowę mniejsze przyrosty zapotrzebowania na wodę towarzyszą elektrowniom Dolna Odra, Ostrołęka B, Kozienice 1–10 i Połaniec.

5. Elektrownie termiczne często pobierają wodę nawet, gdy nie produkują energii elektrycznej. Stosowanie takiej praktyki jest możliwe wyłącznie w systemie prawnym, w którym istnieją zwolnienia z opłat za pobór wody z czego korzystają przede wszystkim elektrownie z otwartym systemem chłodzącym. Spośród elektrowni termicznych pobierających największą ilość wody przy zerowej produkcji energii elektrycznej rekordzistami są węglowe elektrownie Połaniec, która w tym czasie pobiera 1,25 mln m³/dobę, oraz Kozienice (bloki 1–10) z poborem 0,753 mln m³/dobę i Dolna Odra pobierająca 0,684 mln m³/dobę. Problem poborów wód w tych warunkach dotyczy również nowych jednostek gazowych z otwartym systemem chłodzącym. Elektrociepłownia Stalowa Wola przy braku produkcji energii elektrycznej pobiera 0,204 mln m³/dobę, natomiast Elektrociepłownia Żerań 0,120 m³/dobę.
6. Spośród 16 poddanych analizie elektrowni termicznych pod kątem możliwości naruszenia przepływów nienaruszalnych lub potencjalnie nienaruszalnych, w przypadku 7 z nich doszło lub mogło dojść do poborów wód powyżej ich wartości co najmniej 3 dni 2022 roku. 5 spośród nich to elektrownie zlokalizowane na obszarach o poważnym niedoborze wody, gdzie wskaźnik wykorzystania wody WEI+ co najmniej raz na kwartał przekracza 40%. Pozostałe 2 elektrownie (Kozienice oraz Ostrołęka B) znajdują się na obszarach niedotkniętych niedoborem wód.
7. Pomimo, że elektrownie termiczne z recyrkulacyjnym systemem chłodzenia są najmniej wodochłonnymi jednostkami energetycznymi nawet w ich przypadku dochodzi do niedochowania przepływów nienaruszalnych (biologicznych). W 2022 roku warunków w tym zakresie nie dochowały węglowa Elektrownia Jaworzno III przez okres 279 dni oraz blok gazowo-parowy EC Rzeszów przez 27 dni. Spośród elektrowni z otwartym systemem chłodzenia jednostką najczęściej powodującą naruszenie przepływu nienaruszalnego była w tym czasie opalana węglem Elektrownia Rybnik z częstością 112 dni, następnie gazowa Elektrociepłownia Stalowa Wola i elektrownia węglowa Połaniec odpowiednio przez 24 i 4 dni. W przypadku węglowych elektrowni Kozienice i Ostrołęka B instalacje te nie zachowały potencjalnych przepływów biologicznych odpowiednio przez 13 i 3 dni.

8. Co najmniej w przypadku gazowej Elektrowni Adamów bez przerwania przepływu wody ze zbiornika Jeziorsko będzie dochodziło do permanentnego naruszenia przepływów biologicznych w potoku Kiełbaska. Stanie się tak pomimo, że planowany obiekt jest elektrownią z zamkniętym systemem chłodzącym. Nie można również wykluczyć naruszeń przepływów biologicznych przez nowe bloki gazowe innych instalacji zwłaszcza w sytuacjach, gdy są one planowane obok wciąż pracujących jednostek węglowych.
9. Możliwość wystąpienia stresu wodnego nie zależy wyłącznie od rodzaju stosowanego systemu chłodzącego i rodzaju spalanej paliwa, lecz także od dostępności zasobów wodnych. W przypadku niewielkich rzek nawet elektrownie z oszczędnym systemem recyrkulacyjnym mogą powodować silny stres wodny i pogłębiać niedobory wód.
10. Pomimo ogólnoeuropejskich trendów zmierzających do maksymalizacji oszczędzania wód, w Polsce zaplanowano co najmniej trzy elektrownie gazowe, o łącznej mocy do 3795 MW, wykorzystujące otwarty system chłodzący: Dolna Odra nad Odrą, Rybnik na rzece Ruda i Kozienice nad Wisłą. Dwie z nich znajdują się na obszarach niedoboru wód (Dolna Odra oraz Rybnik). Ponadto Rybnik oraz Kozienice w badanym okresie 2022 roku nie były w stanie dochować przepływu nienaruszalnego (w przypadku Kozienic potencjalnego przepływu biologicznego). Rzeki, nad którymi zlokalizowano planowane elektrownie gazowe bez zmiany ich systemu chłodzącego na co najmniej obieg zamknięty będą poddane dalszemu silnemu stresowi wodnemu.

Rekomendacje



1. Uniemożliwienie stosowania otwartych systemów chłodzenia w nowych elektrowniach termicznych.
2. Wykluczenie możliwości lokalizacji elektrowni termicznych z mokrymi systemami chłodzenia na obszarach niedoborów wód a także w zlewniach, gdzie już obecnie dochodzi lub może dochodzić do przekroczenia przepływów nienaruszalnych.
3. Wprowadzenie zakazu alimentacji rzek w celu umożliwienia pracy elektrowni termicznych. Istnieje szereg rozwiązań technologicznych pozwalających na produkcję energii elektrycznej bez konieczności wykorzystywania zasobów wodnych. W sytuacjach ograniczonego dostępu do zasobów wodnych ich dostarczanie do rzek z sąsiednich zlewni w celu produkcji energii elektrycznej jest marnotrawstwem wody i jest sprzeczne z zasadami zrównoważonego rozwoju. Może również utrudnić dostęp do wód dla innych użytkowników.
4. Wyznaczenie i dodanie przepływu nienaruszalnego w istniejących pozwoleniach zintegrowanych i pozwoleniach wodnoprawnych, które dotychczas go nie posiadały, a także weryfikacja obowiązujących wartości przepływów nienaruszalnych. Ma to szczególnie istotne znaczenie w dobie zmiany klimatu, zwłaszcza długotrwałych susz hydrologicznych, które w ostatnich latach występowały regularnie, a ich częstotliwość będzie się zwiększać. W przypadku istniejących bezterminowych pozwoleń zintegrowanych, organ wydający pozwolenie jest zobowiązany co 5 lat do dokonania ich analizy m.in. pod kątem dostosowania warunków danego pozwolenia do zmieniających się przepisów prawa ochrony środowiska. Jest to okazja do wezwania prowadzącego instalację do złożenia wniosku o zmianę pozwolenia.
5. Pozwolenia zintegrowane powinny zawsze uwzględniać kwestię poboru wody, jeśli zakład wymagający takiego pozwolenia wykorzystuje ją do celów tej instalacji. Tymczasem przepisy Prawa ochrony środowiska wymagają ujęcia w pozwoleniu zintegrowanym kwestii poboru wód jedynie wtedy, jeżeli wody te są pobierane wyłącznie na potrzeby tej instalacji. Powoduje to bardzo liczne przypadki, kiedy instalacja posiada dwie odrębne decyzje: pozwolenie wodnoprawne na pobór wody oraz pozwolenie

zintegrowane. Niejednokrotnie pretekstem dla zakładu, aby stosować taką praktykę bywa marginalne korzystanie z pobieranej wody do innych celów np. na cele socjalno-bytowe lub na cele innego powiązanego kapitałowo zakładu. Rozdrobnienie uprawnień zakładu w wielu decyzjach jest sprzeczne z założeniami pozwoleń zintegrowanych, które mają na celu skupienie wszystkich typów oddziaływania środowiskowego danego zakładu w jednej decyzji. Ponadto większość postępowań dotyczących pozwoleń wodnoprawnych jest wyłączona spod regulacji umożliwiającej organizacjom społecznym udział w postępowaniu. NGO nie mogą więc np. upominać się przy pozwoleniach wodnoprawnych na pobór wody o zachowanie przepływu nienaruszalnego w rzece, co jest niezwykle istotne z punktu widzenia bezpieczeństwa ekosystemu wodnego.

6. Jak najszybsze odejście od wodochłonnych technologii produkcji energii elektrycznej w kierunku poprawy efektywności energetycznej i zdecentralizowanych systemów energetycznych opartych o OZE powiązanych inteligentnymi sieciami. W przypadku zasadności funkcjonowania elektrowni termicznych należy dokonać przebudowy jednoprzepływowych i recyrkulacyjnych systemów chłodzących w kierunku suchych lub co najmniej hybrydowych systemów chłodzących (chłodzenie z obiegiem zamkniętym i suchym), zwłaszcza na obszarach istniejącego niedoboru wód.
7. Zlikwidowanie wszelkich zwolnień z opłat za pobór wód i odprowadzanie wód chłodniczych przez elektrownie termiczne. Zastosowane zwolnienia demotywuują wytwórców energii elektrycznej do oszczędzania wód. W efekcie operatorzy wciąż korzystają z otwartych systemów chłodzących, nawet w sytuacjach budowy nowych bloków gazowych, a także pobierają olbrzymie ilości wód pomimo braku produkcji energii elektrycznej.
8. Wprowadzenie obowiązkowego monitoringu wielkości przepływów wód w rzekach, z których woda pobierana jest na cele chłodzenia, oraz pomiaru ilości odprowadzanych wód pochłodniczych dla wszystkich istniejących i nowych elektrowni termicznych.
9. Wprowadzenie obowiązku w zakresie składania sprawozdań dotyczących ilości wody pobieranej z wodociągów przez elektrownie termiczne. Obecnie Prawo Wodne zobowiązuje do przekazywania wyników prowadzonych pomiarów ilości pobieranych wód podziemnych i wód powierzchniowych oraz ilości i jakości ścieków wprowadzanych do wód lub do ziemi w zakresie określonym w pozwoleniu wodnoprawnym albo pozwoleniu

zintegrowanym. Obowiązek ten dotyczy tylko usług wodnych, do których nie zalicza się poboru wody z wodociągów.

10. Uchylenie przepisów zezwalających na korzystanie z wody z naruszeniem warunków określonych w pozwoleniu wodnoprawnym lub zintegrowanym na potrzeby produkcji energii elektrycznej w razie wydania stosownego polecenia przez operatora sieci elektroenergetycznej. Zgodnie z Prawem energetycznym operator systemu przesyłowego może wydać wytwórcy energii elektrycznej polecenie zwiększenia jej produkcji, gdy nie jest możliwe jej wytworzenie bez naruszenia warunków korzystania z wód określonych w pozwoleniach. Naruszenie może dotyczyć m.in. zwiększenia poboru wód do celów chłodniczych ponad określony limit oraz niedochowania przepływu nienaruszalnego.
11. Integracja polityki wodnej i energetycznej. Transformacja energetyczna jest prowadzona w oderwaniu od istniejących warunków hydrologicznych. Gospodarka wodna jest podporządkowana działalności elektrowni. Tymczasem to elektrownie powinny dostosować się do wielkości zasobów wodnych zlewni. W efekcie elektrowniom umożliwia się pracę z naruszeniem warunków pozwoleń zintegrowanych lub wodnoprawnych. Ponadto przepływy nienaruszalne dostosowuje się do potrzeb elektrowni kosztem ekosystemów rzecznych. Braki wód w rzekach rekompensuje się dokonując alimentacji wód ze zlewni sąsiednich lub sięgając po wody podziemne.
12. Weryfikacja planów rozwoju energetyki konwencjonalnej oraz jądrowej pod kątem ograniczeń związanych z dostępem do słodkich wód powierzchniowych.

Bibliografia

- Bartos M. D., Chester M. V. 2015. Impacts of climate change on electric power supply in the Western United States. *Nature Climate Change*, 5(8), 748–752. DOI <https://doi.org/10.1038/nclimate2648>
- Behrens P., van Vliet M. T. H., Nanninga T., Wals B., Rodrigues J. F. T. (2017). Climate change and the vulnerability of electricity generation to water stress in the European Union. *Nat Energy* 2, 17114. DOI <https://doi.org/10.1038/nenergy.2017.114>
- Byers E. A., Coxon G., Freer J., Hall J. 2020. Drought and climate change impacts on cooling water shortages and electricity prices in Great Britain. *Nature Communications* 11, 2239. DOI <https://doi.org/10.1038/s41467-020-16012-2>
- Caretta M. A., Mukherji A., Arfanuzzaman M., Betts R. A., Gelfan A., Hirabayashi Y., Lissner T. K., Liu J., Lopez Gunn E., Morgan R., Mwangi S., and Supratid S. 2022: Water. In: *Climate Change 2022: Impacts, Adaptation and Vulnerability. Contribution of Working Group II to the Sixth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change* [H.-O. Pörtner, D.C. Roberts, M. Tignor, E. S. Poloczanska, K. Mintenbeck, A. Alegría, M. Craig, S. Langsdorf, S. Löschke, V. Möller, A. Okem, B. Rama (eds.)]. Cambridge University Press, Cambridge, UK and New York, NY, USA, pp. 551–712. DOI: <https://doi.org/10.1017/9781009325844.006>
- Cebula M., Ciężak K., Mikołajczyk Ł., Mikołajczyk T., Nowak M., Skowronek D., Wawręty R., Żurek R. 2021. Wybrane aspekty środowiskowych skutków zrzutu wód pochłodniczych przez elektrownie termiczne z otwartym systemem chłodzenia. Raport z badań terenowych przeprowadzonych w latach 2019 i 2020. Oświęcim: Towarzystwo na rzecz Ziemi. ISBN 978-83-60106-17-4
- Cebula M., Ciężak K., Żurek R. 2023. Zrzut wód z otwartych systemów chłodzenia elektrowni i elektrociepłowni. Towarzystwo na rzecz Ziemi i Fundacja Greenmind. <https://greenmind.pl/wp-content/uploads/2023/11/Zrzut-wod-z-otwartych-systemow-chlodzenia-elektrowni-i-elektrociepowni.pdf>
- Coffel E. D., Mankin J. S. 2021. Thermal power generation is disadvantaged in a warming world. *Environmental Research Letters*, Volume 16, Number 2. DOI <https://doi.org/10.1088/1748-9326/abd4a8>
- Czarnecka H. 1983. Podział Hydrograficzny Polski. Vol. I, Zestawienia liczbowo-opisowe. Warszawa: Wydawnictwo Komunikacji i Łączności.
- Environmental Protection Agency (EPA). 2017. Climate Impacts on Water Resources. Strona arch. United States Environmental Protection Agency. https://19january2017snapshot.epa.gov/climate-impacts/climate-impacts-water-resources_.html
- European Environment Agency (EEA). 2019. Use of freshwater resources in Europe. Last modified 20 Apr 2021, <https://www.eea.europa.eu/data-and-maps/indicators/use-of-freshwater-resources-3>
- European Environment Agency (EEA). 2023a. Water scarcity condition in Europe (Water exploitation index plus). <https://www.eea.europa.eu/ims/use-of-freshwater-resources-in-europe-1>
- European Environment Agency (EEA). 2023b. Seasonal water scarcity conditions across Europe, measured by the water exploitation index plus (WEI+) for sub river basins, 2019. <https://www.eea.europa.eu/data-and-maps/figures/seasonal-water-exploitation-index-plus-4>
- Feyen L., Ciscar J., Gosling S. Ibarreta D., Soria A. (editors). 2020. JRC Science for Policy Report. Climate change impacts and adaptation in Europe

- JRC PESETA IV final report. Luxembourg: Publications Office of the European. DOI <https://data.europa.eu/doi/10.2760/171121>
- Grygoruk M. 2023. Analiza hydrologiczna oddziaływania działań wodnogospodarczych związanych z funkcjonowaniem istniejącej i projektowanej Elektrowni Adamów na reżim przepływu rz. Kiełbaski. Materiał niepubl., Towarzystwo na rzecz Ziemi.
- King C. W., Stillwell A. S., Twomey K. M., Webber M. E. 2013. Coherence between water and energy policies. *Natural Resources Journal*, 53(1), 117–215. <https://digitalrepository.unm.edu/cgi/viewcontent.cgi?article=1074&context=nrj>
- Kostrzewa H. 1977. Weryfikacja kryteriów i wielkości przepływu nienaruszalnego dla rzek Polski. Mat. Badawcze, seria: Gospodarka Wodna i Ochrona Wód. Warszawa: IMGW.
- Langford T. E. L. 1990. Ecological effects of thermal discharges. Pollution monitoring series. London and New York: Elsevier Applied Science.
- Lee U., Xu H., Daystar J., Elgowainy A., Wang M. 2019. AWARE-US: Quantifying water stress impacts of energy systems in the United States, *Science of The Total Environment*, Volume 648, 1313–1322. DOI <https://doi.org/10.1016/j.scitotenv.2018.08.250>
- Macknick J., Newmark R., Heath G., Hallett K. C. A. 2012. Review of Operational Water Consumption and Withdrawal Factors for Electricity Generating Technologies: a review of existing literature. *Environmental Research Letters*, Volume 7, Number 4 045802. DOI <https://doi.org/10.1088/1748-9326/7/4/045802>
- Medarac H., Magagna D., Hidalgo Gonzalez I. 2018. Projected fresh water use from the European energy sector, EUR 29438 EN, Publications Office of the European Union, Luxembourg, ISBN 978-92-79-97250-8. DOI <https://doi.org/10.2760/30414>.
- Mikołajczyk T., Nowak M., Skowronek D., Mikołajczyk Ł., Wawręty R. 2020. Wpływ elektrowni termicznych na ichtiofaunę. Kraków – Oświęcim – Bystra: Towarzystwo na rzecz Ziemi – Pracownia na rzecz Wszystkich Istot. ISBN 978-83-60106-16-7
- Mikołajczyk T., Nowak M., Skowronek D., Mikołajczyk Ł., Wawręty R. 2022. Szacunkowe straty w ichtiofaunie Wisły oraz Narwi spowodowane zasysaniem larw ryb i wczesnych form narybkowych do systemów chłodzących Elektrowni Połaniec, Koźienice i Ostrołęka B. Oświęcim: Towarzystwo na rzecz Ziemi. ISBN 978-83-60106-18-1
- Nowak M., Mikołajczyk T., Mikołajczyk Ł., Janik-Superson K., Jeziorski S., Krawczyk D., Skowronek D., Wawręty R. 2023. An alarming picture of larval fish assemblages entrained into the cooling system of the Koźienice Power Plant (Poland) revealed by DNA metabarcoding. *Knowledge and Management of Aquatic Ecosystems*, 424, 27. DOI <https://doi.org/10.1051/kmae/2023023>
- Pan S-Y., Snyder S. W., Packman A. I., Lin Y. J., Chiang P-Ch. 2018. Cooling water use in thermoelectric power generation and its associated challenges for addressing water-energy nexus, *Water-Energy Nexus*, Volume 1, Issue 1, Pages 26–41. DOI <https://doi.org/10.1016/j.wen.2018.04.002>.
- Patel S. 2018. Intense Summer Heatwaves Rattle World's Power Plants. *Power Magazine, News & Technology for the Global Energy Industry*. <https://www.powermag.com/intense-summer-heatwaves-rattle-worlds-power-plants/>
- Pawlik M., Strzelczyk F. 2016. *Elektrownie*. Warszawa: Wyd. WNT.
- Politechnika Wrocławska, Wydział Elektroniki W-4, Katedra K-4. 2016. AC/DC, Kurs SEP, Pojęcia podstawowe. Wrocław. <https://cutt.ly/lthCjMi>
- Spoz J. 1992. Woda jako niezbędny surowiec w elektrowniach cieplnych. W: Nehrebecki L., Kłos A., Kizewski P., Wojtowiecki J., Wolfram T. 1992. *Historia elektryki polskiej. Elektroenergetyka, Tom II* (s. 153–166). Warszawa: Wyd. Naukowo-Techniczne.
- Stahý J. 1986. *Atlas Hydrologiczny Polski*, 1st ed., vol. Tom 2, z. 1, Warszawa: Wydawnictwa Geologiczne.
- Stańda J. 1999. *Woda do kotłów parowych i obiegów chłodzących siłowni cieplnych*. Warszawa: Wyd. Naukowo-Techniczne.
- Van Vliet M. T. H., Vögele S., Rübhelke D. 2013. Water constraints on European power supply under climate change: impacts on electricity prices; *Environmental Research Letters* 8, 035010. DOI <https://doi.org/10.1088/1748-9326/8/3/035010>
- Van Vliet M. T. H., Wiberg D., Leduc S., Riahi K. 2016a. Power-generation system vulnerability and adaptation to changes in climate and water resources. *Nature Climate Change*, 6(4), 375–380. DOI <https://doi.org/10.1038/nclimate2903>
- Van Vliet M. T. H., Sheffield J., Wiberg D., Wood E. F. 2016b. Impacts of recent drought and warm years on water resources and electricity supply worldwide, *Environmental Research Letters* 11, Number 12, 124021. DOI <https://doi.org/10.1088/1748-9326/11/12/124021>
- Zembaty W. 1993. *Systemy i urządzenia chłodzące elektrowni cieplnych*. Warszawa: Wydawnictwa Naukowo-Techniczne
- Zhang C., Yang J., Urpelainen J., Chitkara P., Zhang J., Wang J. 2021. Thermoelectric power generation and water stress in India: a spatial and temporal analysis. *Environ Sci Technol* 55: 4314–4323. DOI <https://doi.org/10.1021/acs.est.0c08724>

