

Dr inż. Kamil Futyma, Instytut Techniki Ciepłej, Politechnika Warszawska



## Wybrane zagadnienia możliwości zwiększenia **elastyczności generacji z bloków ciepłowniczych**

W niniejszym artykule przedstawiono wybrane zagadnienia dotyczące zwiększania elastyczności produkcji energii elektrycznej z jednostek kogeneracyjnych (w tym przypadku z klasycznych bloków ciepłowniczych) w aspekcie aktualnych zmian na rynku energii elektrycznej. Myślą przewodnią jest próba określenia potencjału jednostek kogeneracyjnych, jaki może zostać uwolniony na skutek częściowego rozprężenia produkcji energii elektrycznej i zapotrzebowania na ciepło sieciowe.

### ■ **Zapotrzebowanie na energię elektryczną w KSE**

Aby określić potencjał uelastycznienia produkcji energii elektrycznej z bloków ciepłowniczych (i zarazem przydatność takich zabiegów dla pracy Krajowego Systemu Elektroenergetycznego), rozważania należy rozpocząć od analizy pracy tegoż systemu.

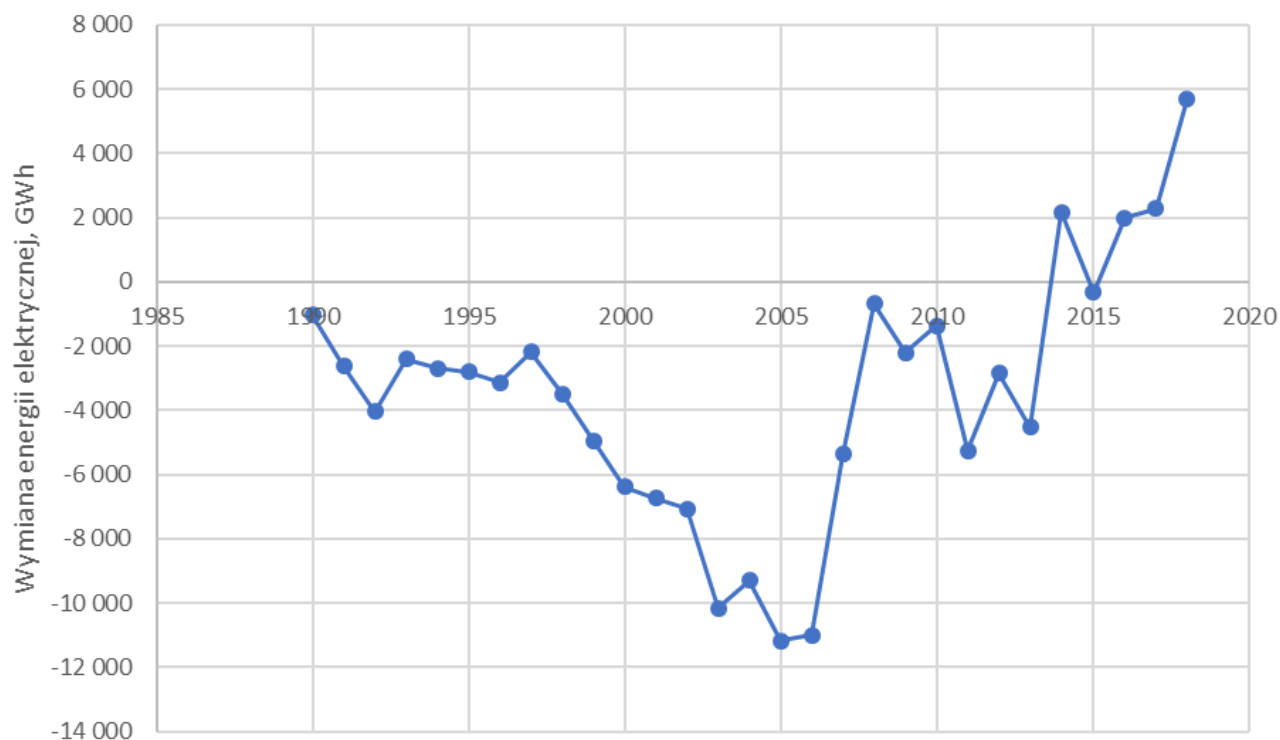
Punktem wyjścia do tej analizy może być określenie zmian salda wymiany energii elektrycznej z innymi krajami. Na rysunku 1 przedstawiono przebieg zmian salda wymiany energii elektrycznej na przestrzeni ostatnich niemal 30 lat.

Analiza tych danych nie pozostawia

wątpliwości. Polska w ciągu ostatnich lat zmieniła swą rolę z eksportera, na importera energii elektrycznej. Wniosek ten nie implikuje jeszcze faktu, że moc osiągalna źródeł krajowych jest niewystarczająca do pokrycia zapotrzebowania. Na rysunku 2 przedstawiono wartości mocy dyspozycyjnej oraz mocy szczytowej występującej w danym roku w KSE.

Okazuje się, że nadwyżka mocy dyspozycyjnej nad mocą szczytową utrzymuje się na bezpiecznym poziomie, a w ostatnich latach nawet wzrosła (do poziomu ponad 5 GW) mimo ciągłego wzrostu mocy szczytowej. Z przedstawionych do tej pory danych wynika zatem, że mimo powiększania się i tak bezpiecznego po-

ziomu nadwyżki mocy dyspozycyjnej nad mocą szczytową w KSE, rośnie import energii z zagranicy. Pewnym wytłumaczeniem tego stanu rzeczy mogłoby być „wtłaczanie” energii elektrycznej generowanej przez odnawialne źródła energii zlokalizowane poza granicami Polski, jednak już nieco głębsza analiza danych dotyczących importu energii elektrycznej pokazuje, że nie jest to wytłumaczenie tej sytuacji. Na rysunku 3 przedstawiono wartości sumarycznej mocy na połączeniach międzysystemowych w szczytach porannego i wieczornego zapotrzebowania, w sierpniu 2018 r. (ten okres wybrano do analiz, ze względu na występujące wtedy maksymalne zapotrzebowanie).

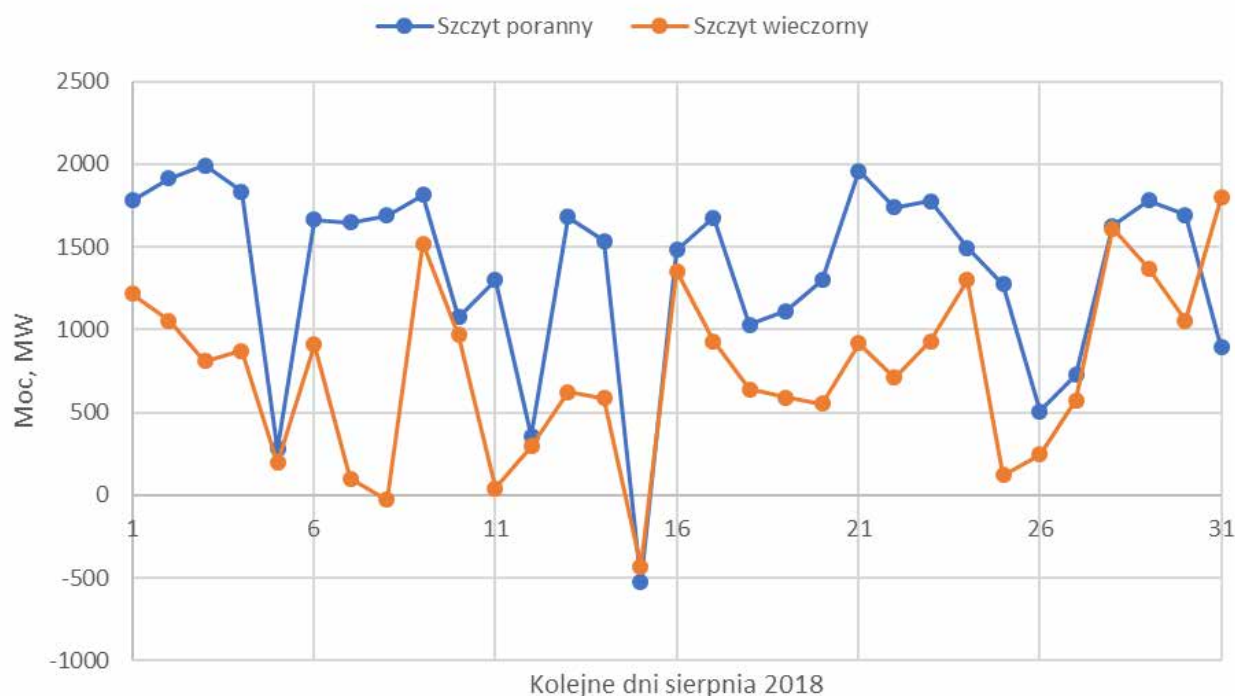


Rys. 1. Zmiana salda wymiany energii elektrycznej z innymi krajami (wartości ujemne oznaczają eksport energii) [na podstawie danych PSE]



Rys. 2. Moc dyspozycyjna i moc szczytowa w Krajowym Systemie Elektroenergetycznym [na podstawie danych PSE]





Rys. 3. Sumaryczna moc na połączeniach międzysystemowych w szczytach porannych i wieczornych w sierpniu 2018 r. (wartości dodatnie oznaczają import energii) [na podstawie danych PSE]

Analizując przebieg tych wartości można zauważyć, że z reguły w szczytach porannych importowane jest więcej energii elektrycznej (co generalnie wynika z profilu zapotrzebowania na energię w dni letnie), wyraźnie również zaznaczają się dni wolne od pracy, w których import energii jest zauważalnie mniejszy niż w dni robocze (15 sierpnia w szczyt porannym wystąpił nawet eksport energii na poziomie 500 MW).

Można zatem stwierdzić, że pokrycie zapotrzebowania w szczytach (zwłaszcza porannych), w okresie letnim wymaga od operatora systemu importu energii z zewnątrz - pomimo istnienia znacznej rezerwy mocy w źródłach krajowych. Pełne wyjaśnienie tego zjawiska wymaga wykonania głębokiej analizy uwzględniającej szereg aspektów (nie tylko technicznych, ale zarówno ekonomicznych, jak i gospodarczych), jednak już pobieżna analiza dostępnych danych wskazuje, że jedną z przyczyn może być zauważalna zmiana profilu zapotrzebowania.

Nie chodzi jedynie o rokroczny wzrost zapotrzebowania w okresie letnim, ale przede wszystkim o dynamikę zmiany zapotrzebowania w ciągu doby. Okazuje się, że w okresie letnim operator systemu musi regularnie zwiększać w systemie moc o ponad 1 000 MW w ciągu godziny, maksymalnie zmiany zapotrzebowania sięgają nawet 1 900 MW/h.

Reasumując, zmiany w zapotrzebowaniu na energię elektryczną polegają nie tylko na wzroście konsumpcji, ale również na zmianie profilu tego zapotrzebowania. Mocy dyspozycyjnej w systemie musi być nie tylko coraz więcej, ale dodatkowo stanowić ją muszą źródła bardzo elastyczne, umożliwiające reagowanie na gwałtowne zmiany zapotrzebowania.

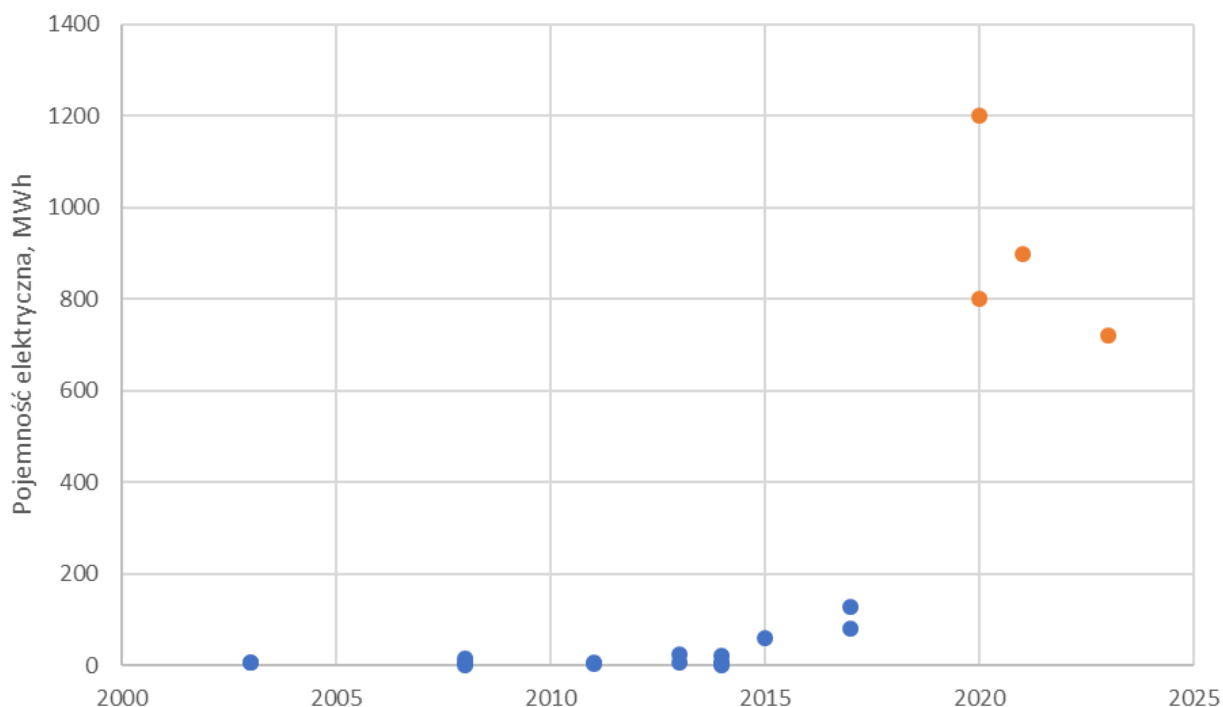
### ■ Akumulatory energii elektrycznej

Reagowanie na dynamiczne zmiany zapotrzebowania w systemie elek-

troenergetycznym możliwe jest poprzez źródła interwencyjne, charakteryzujące się krótkim czasem uruchamiania i dużym gradientem zmiany mocy. Do jednostek tego typu należą np. turbiny gazowe pochodzenia lotniczego, pracujące w układzie prostym. Takie źródła nie dysponują wysoką sprawnością, jednak pozwalają stosunkowo szybko zainterweniować w przypadku niedoboru mocy.

Innym rozwiązaniem są akumulatory energii elektrycznej. Te urządzenia, o pojemnościach, które obecnie chyba można już nazywać „półprzemysłowymi”, pozwalają na zakumulowanie energii elektrycznej w okresach mniejszego zapotrzebowania i uwolnienie jej w szczytach zapotrzebowania. Akumulatory energii elektrycznej mogą pełnić rolę zarówno bilansowania mocy źródeł odnawialnych, jak i stanowić narzędzie interwencyjne dla operatora systemu elektroenergetycznego.

Istniejące jednostki oparte na akumulatorach osiągają moce rzędu oko-



Rys. 4. Zmianę pojemności pojedynczych instalacji akumulatorów energii elektrycznej (niebieskie punkty) oraz pojemności akumulatorów, które zostaną oddane do użytku w najbliższych latach (punkty pomarańczowe)

to 100-200 MW przy pojemnościach rzędu 100-150 MWh. W krajach takich jak USA, Chiny, czy Japonia powstaną w ciągu najbliższych dwóch lat akumulatory o pojemnościach rzędu 1 000 MWh i mocach na poziomie 400-500 MW. Na rysunku 4 przedstawiono zmianę pojemności pojedynczych instalacji na przestrzeni ostatnich lat (niebieskie punkty) oraz pojemności akumulatorów, które zostaną oddane do użytku w najbliższych latach.

W Polsce planowana jest budowa akumulatorów po pojemnościach pojedynczych megawatogodzin, głównie przy farmach wiatrowych.

### ■ Zwiększenie elastyczności generacji z bloków ciepłowniczych

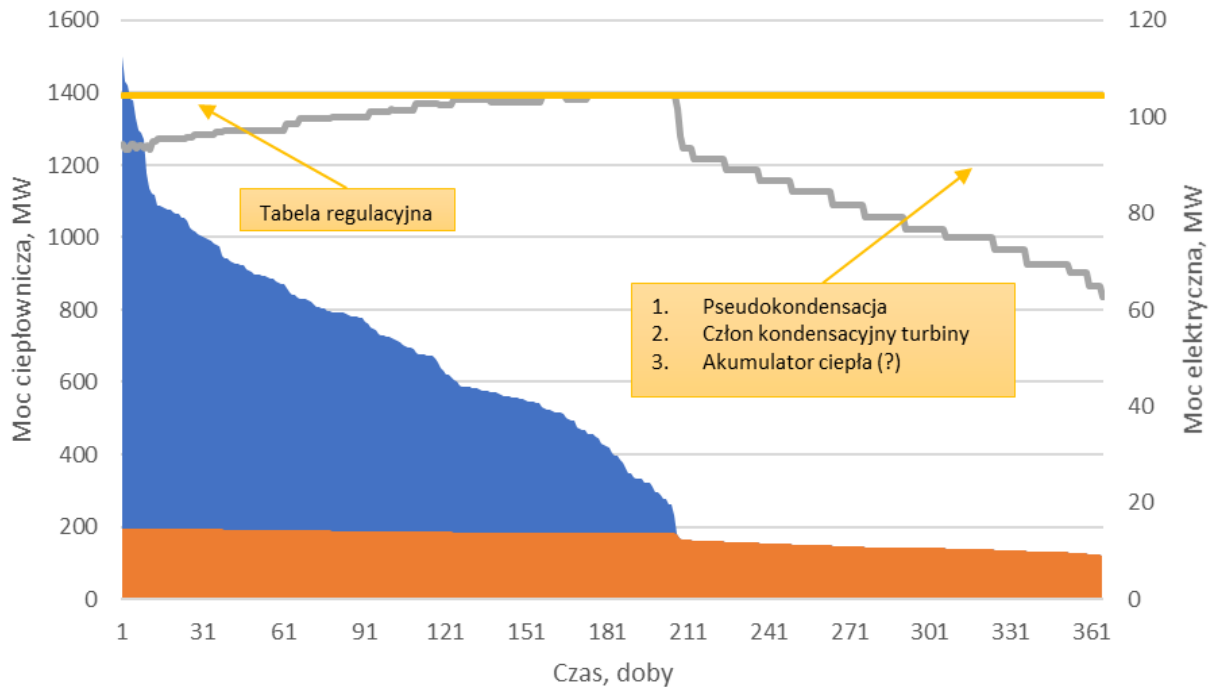
W niniejszym artykule pod hasłem zwiększania elastyczności generacji z bloków ciepłowniczych rozumiane są takie zabiegi, które umożliwia-

ją zmniejszenie zależności pomiędzy zapotrzebowaniem na ciepło, a generacją energii elektrycznej. Jednostkami kogeneracyjnymi, które charakteryzują się bardzo dużą zależnością pomiędzy produkcją ciepłą i energii elektrycznej są przykładowo bloki ciepłownicze z turbinami przeciwprężnymi (w dalszej części przedstawiono wyniki analiz właśnie dla tego typu jednostek).

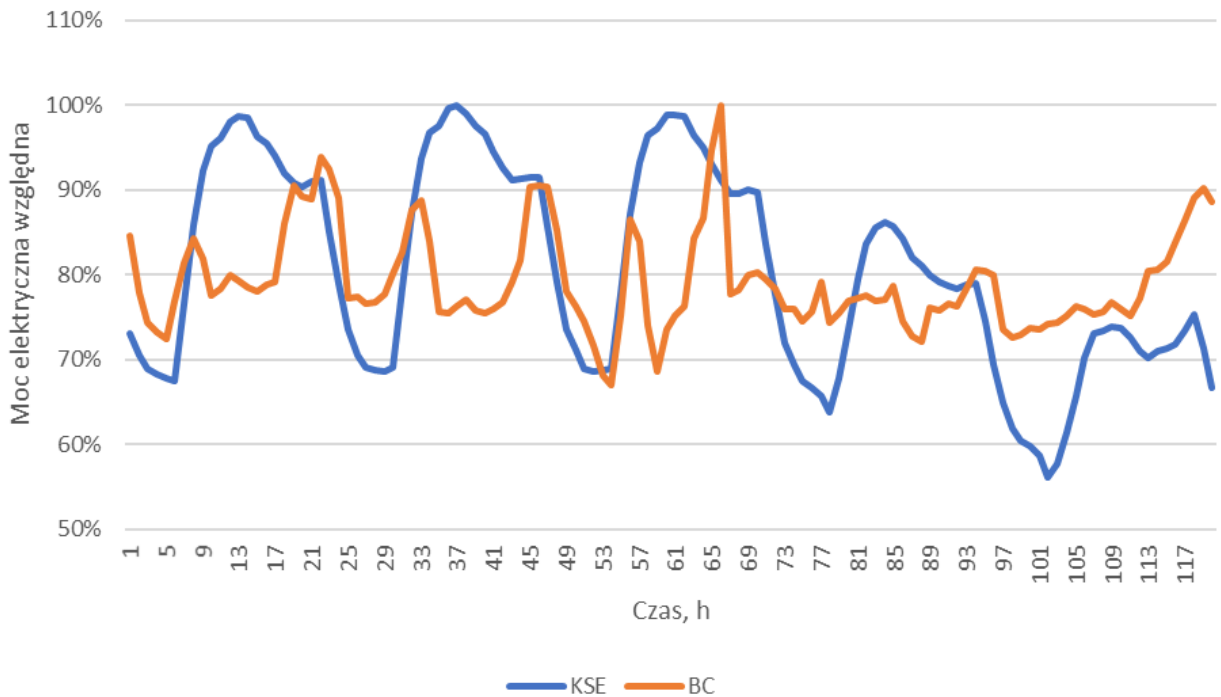
Zależność pomiędzy produkcją ciepła i energii elektrycznej z jednostek kogeneracyjnych można rozważać w ujęciu rocznym i dobowym. Na rysunku 5 przedstawiono wykres uporządkowany zapotrzebowania na ciepło z zaznaczonym obszarem, który pokrywany jest przez ciepło generowane z bloku klasy BC-100. W tym przypadku - dla lepszego zobrazowania zagadnienia - wykorzystano przypadek, w którym zapotrzebowanie w sezonie letnim jest niższe, niż nominalna moc ciepłownicza tego bloku.

Dodatkowo, na rysunku 5 nanie- siono przebieg mocy elektrycznej

osiąganej przez ten blok - wartości pochodzą z symulacji numerycznej pracy bloku z uwzględnieniem tabeli regulacyjnej systemu ciepłowniczego. Okazuje się, że w takim przypadku blok ciepłowniczy pracuje ze znamionową mocą elektryczną jedynie w okresie przejściowym - czyli w ciągu około 60 dni, w których pojawia się większe zapotrzebowanie na ciepło, ale wymagana temperatura wody sieciowej (zarówno na zasilaniu, jak i powrocie) jest jeszcze stosunkowo niska. W okresie sezonu grzewczego, gdy temperatura wody sieciowej na powrocie jest stosunkowo wysoka, następuje obniżenie osiągalnej mocy elektrycznej. Przyczyną tego obniżenia jest pogorszenie warunków kondensacji (i wzrost ciśnienia) w wymienniku przeciwprężnym zasilanym parą z wylotu turbiny. Obniżenie mocy osiągalnej w sezonie letnim wynika bezpośrednio ze zmniejszonego zapotrzebowania na ciepło - blok pracuje zmniejszając mocą.



Rys. 5. Wykres uporządkowany zapotrzebowania na ciepło z naniesionym obszarem pokrywanym przez jednostkę kogeneracyjną klasy BC-100 (pole pomarańczowe) oraz jej moc elektryczną osiąganą (linia szara) i moc elektryczną zainstalowaną (linia żółta)



Rys. 6. Przebieg zmian względnych zapotrzebowania w Krajowym Systemie Elektroenergetycznym (linia niebieska) oraz względną moc elektryczną osiąganą przez przykładowy blok klasy BC-100 (linia pomarańczowa) - dane dla okresu 1-5 sierpnia 2018 r. [opracowanie własne na podstawie danych PSE]

# enervigo™

Zyskaj  
na energii

kogeneracja

trigeneracja



## Siedziba

enervigo™

Euro-Park Mielec  
Wojska Polskiego 3,  
39-300 Mielec

T +48 17 859 90 70

## Oddział

Zawiła 65f  
30-390 Kraków

T +48 12 400 40 73

biuro@enervigo.com  
www.enervigo.com

## Co gwarantujemy?

**Obniżenie kosztów** wytwarzania mediów energetycznych **nawet do 30%**.

Zwiększenie niezależności energetycznej oraz **poprawa bezpieczeństwa energetycznego**.

Szybki proces inwestycyjny możliwy do realizacji nawet **w terminie <12 miesięcy**.

Umożliwienie **pełnego i elastycznego sterowania procesem** wytwarzania energii.

Kompaktową, modułową konstrukcję pozwalającą na **maksymalne wykorzystanie miejsca w maszynowni lub wykonanie w wersji kontenerowej**.

**Niezawodne jednostki i sprawdzone rozwiązania** dla ciepłownictwa.

## Realizacja inwestycji „pod klucz”

- 01 optymalizacja rozwiązania
- 02 wsparcie w przygotowaniu dokumentacji projektowej oraz formalno-prawnej
- 03 wykonanie projektów budowlanych, wykonawczych oraz dokumentacji powykonawczej
- 04 produkcja i montaż urządzeń wraz z przynależnymi instalacjami
- 05 wizualizacja parametrów pracy instalacji
- 06 uruchomienie
- 07 serwis gwarancyjny i pogwarancyjny



” Samo zainstalowanie akumulatora ciepła nie sprawi, że blok ciepłowniczy będzie generował więcej ciepła (w skali roku), jednak poprawny dobór wielkości akumulatora ciepła umożliwi pracę bloku w szczytach zapotrzebowania na energię elektryczną (przy wyższej cenie) i jednocześnie z większą mocą - zatem z większą sprawnością

Można zatem stwierdzić, że w przypadku jednostek przeciwprężnych potencjał zwiększenia produkcji energii elektrycznej, w ujęciu rocznym, można podzielić na dwa zagadnienia - zwiększenie produkcji w okresie zimowym i w okresie letnim. Zwiększenie możliwości produkcji energii elektrycznej w okresie zimowym możliwe jest w zasadzie wyłącznie poprzez modyfikację tabeli regulacyjnej. Zagadnienie ustalania tabeli regulacyjnej jest bardzo złożone i nie będzie poruszane w tym artykule, ale w dalszej części znajdują się wyniki pokazujące jaka potencjalnie zmiana w produkcji energii elektrycznej może nastąpić. W przypadku potencjału zwiększenia produkcji w okresie letnim do dyspozycji jest kilka rozwiązań. Pierwszym z nich jest zabudowa urządzeń umożliwiających pracę w pseudokondensacji - mówiąc innymi słowami oddanie części ciepła do otoczenia. Kolejnym, jest zabudowa członu kondensacyjnego turbiny. Przy takim rozwiązaniu zwiększana jest moc elektryczna bloku, nieco mniejsza ilość ciepła oddawana jest do otoczenia (zatem generacja energii elektrycznej odbywa się z wyższą sprawnością), ale w obu tych metodach następuję pogorszenia współczynnika kogeneracji. Rozwiązaniem, które umożliwia zwiększenie mocy elektrycznej w okresie letnim bez konieczności oddawania ciepła do otoczenia, jest akumulator ciepła. Aby lepiej zobrazować wpływ akumulatora na uelastycznienie produkcji energii elektrycznej, należy przeanalizować pracę jednostki kogeneracyjnej w ujęciu dobowym. Na rysunku 5 przedstawiono zmianę mocy elektrycznej istniejącego bloku ciepłowniczego oraz zmianę zapotrzebowania Krajowe-

go Systemu Elektroenergetycznego - obie wartości w ujęciu względnym, dla okresu od 1 do 5 sierpnia 2018.

Można zauważyć, że przebieg tych wartości jest w pewnym sensie „przesunięty w fazie”. W momencie gdy zapotrzebowanie w systemie elektroenergetycznym dynamicznie wzrasta (szczyt poranny), zapotrzebowanie na ciepło spada i blok ciepłowniczy zmniejsza swoją moc elektryczną. Taka sytuacja ma miejsce praktycznie każdego dnia roboczego w okresie letnim. Oznacza to, że w momencie wzrostu cen energii elektrycznej (w uproszczeniu można przyjąć, że cena energii zależna jest od popytu na nią) bloki ciepłownicze obniżają swoją moc elektryczną.

Samo zainstalowanie akumulatora ciepła nie sprawi, że blok ciepłowniczy będzie generował więcej ciepła (w skali roku), jednak poprawny dobór wielkości akumulatora ciepła umożliwi pracę bloku w szczytach zapotrzebowania na energię elektryczną (przy wyższej cenie) i jednocześnie z większą mocą - zatem z większą sprawnością. Naturalnie zakumulowane ciepło musi w końcu zostać oddane do sieci ciepłowniczej, ale może się to odbywać w dolinach nocnych lub podczas weekendów - w zależności od wielkości akumulatora. Odpowiedź na pytanie o optymalną wielkość akumulatora i sugerowany reżim jego pracy musi zostać poprzedzona gruntowną analizą przypadku, w której uwzględnia się funkcjonowanie danego zakładu jako całości (a zatem wpływu modyfikacji polegającej na zabudowie akumulatora na pracę wszystkich zainstalowanych jednostek wytwórczych).

## ■ Wyniki symulacji

Na drodze przeprowadzonej symulacji numerycznej pracy bloku ciepłowniczego klasy BC-100 w okresie sierpnia 2018 r. uzyskano następujący wynik: gdyby blok był wyposażony w akumulator ciepła umożliwiający pracę w szczytach zapotrzebowania, wygenerowałby 1 344 GWh energii elektrycznej po średniej cenie 281 zł/MWh, podczas gdy w rzeczywistości produkcja wyniosła 1 267 GWh, a wyprodukowana energia trafiła do systemu po średniej cenie 261 zł/MWh.

Dodatkowo przeprowadzono symulację pracy tej jednostki w ciągu roku, przy założeniu, że tabela regulacyjna zostanie obniżona o 5°C (bez zmiany zapotrzebowania na ciepło). Taka modyfikacja tabeli regulacyjnej spowoduje zwiększenie produkcji energii elektrycznej na poziomie 12 GWh/a.

## ■ Wnioski

Zwiększenie elastyczności generacji energii elektrycznej z jednostek kogeneracyjnych przy pomocy akumulatorów ciepła umożliwi udział tych jednostek w produkcji podczas szczytowego zapotrzebowania, a co za tym idzie sprzedaż energii po wyższej cenie. Ponadto, częściowe rozprężnięcie zależności pomiędzy produkcją ciepła, a energii elektrycznej pozwala na pracować z większą sprawnością. Dodatkowo, optymalizacja pracy elektrociepłowni wyposażonej w akumulator ciepła pozwala na zmniejszenie liczby uruchomień kotłów szczytowych i czas ich pracy.

Aby akumulator ciepła optymalnie wpływał na pracę całego zakładu, konieczne jest przeprowadzenie indywidualnej analizy, która pozwala odpowiedzieć na pytania o pojemność akumulatora, konfigurację wpięcia go w istniejący układ oraz o jego reżimy pracy.

□